

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ
ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия № 26009053

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»



К.Б. Арымбек

2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАТОБЕ ЮЖНОЕ

(по состоянию на 01.01.2026г)

(Договор №1060749//2024/21 от 30.12.2024г
Заказ наряд №1 ОГир)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

И.о. Первого заместителя директора
Атырауского филиала по геологии
и разработке

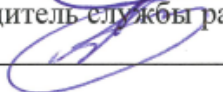
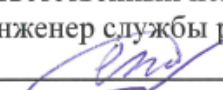
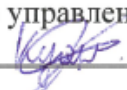
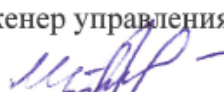
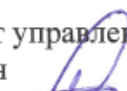
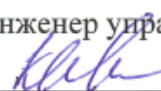


А.С. Марданов

А.А. Башев

г.Атырау, 2026г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке	Общее руководство
 Башев А.А.	
Руководитель службы разработки крупных проектов	Общее руководство
 Хандохин А.А.	
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер службы разработки крупных проектов	(Реферат, введение, главы 1, 8; разделы 3.1, 3.2, 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3, 3.4.5, 4.1, 4.3, 9.2)
 Садыков Е.Ж.	
Ответственный исполнитель по геологии, Старший инженер управления геологии и геологоразведки	(глава 11; разделы 2.1, 2.5, 9.1)
 Багитова Э.А.	
Инженер управления гидродинамического моделирования	(разделы 3.3, 3.4.4)
 Түрсиев А.Т.	
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики	(разделы 2.2, 2.4)
 Нысангалиева Ш.О.	
Инженер управления геофизики и петрофизики	(разделы 2.2, 9.3)
 Куаныш К.К.	
Ведущий инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа	(разделы 6.1, 6.2)
 Изтелеуов А.Б.	
Старший инженер управления системы сбора, транспорта и подготовки продукции	(разделы 6.3, 6.4, 6.5, 6.6)
 Каким А.С.	
Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	(глава 7)
 Рыспаев А.А.	
Ведущий инженер управления экологии	(глава 10)
 Султанова А.Р.	
Эксперт управления бюджетирования и экономического анализа	(главы 5, 12; разделы 3.5, 4.2)
 Матжанова М.Д.	
Ответственный за Документ-контроль:	Хандохин А.А.
	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Техническое задание	
1. Основание для выполнения работы	Договор о долгосрочных закупках научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ №1060749/2024/1 от 30.12.2024г. Техническое задание ТОО «Казахтуркмунай»
2. Организация-заказчик	ТОО «Казахтуркмунай»
3. Исполнитель	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
4. Наименование объекта	Месторождение Каратобе Южный
5. Обоснование и основные цели работ	Оценка эффективности проведенных на месторождении ГТМ на добывающих скважинах по интенсификации отборов нефти, оценка потенциала увеличения добычи нефти, выработка рекомендаций по повышению эффективности системы разработки для достижения утвержденных значений КИН, расчет прогнозных технологических показателей разработки
6. Объем работ и требования к их выполнению	При выполнении работы в качестве руководящих должны быть использованы следующие документы: 1. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных месторождений», утвержденные МЭ РК приказом от 24 августа 2018 г. № 329; 2. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», № 125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.; 3. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждённые приказом Министра энергетики РК за № 239 от 15.06.2018 г.; 4. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 г. № 400-VI; 5. Другие нормативные правовые акты РК. Проект выполняется по состоянию на 01.01.2026г., с учетом текущих геолого-промысловых данных, результатов бурения и проведенных ГТМ. В окончательном виде Проект состоит из 2-х томов: • Том I. Текст отчета; • Том II. Графические приложения. Том I. Текст отчета должен содержать: • Реферат; • Введение; • Введение  • Общие сведения о месторождении • Геолого-физическая характеристика месторождения • Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки • Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки • Техничко-экономический анализ проектных решений • Техника и технология добычи газа и конденсата • Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин • Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования • Охрана недр и окружающей среды • Мероприятия по доразведке месторождения • Расчет суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования Том 2. Графические приложения должен содержать: • Геологические профили в основных направлениях; • Схема обоснования ВНК; • Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов; • Карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин по продуктивным горизонтам; • Карты накопленных и текущих отборов по объектам разработки;





	• Карты изобар по объектам разработки; • Карты расположения пробуренных и проектных скважин по объектам разработки.
7. Согласование документа	Проект разработки утверждается, согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, а также со всеми необходимыми государственными контролирующими органами. Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27.12.2017 г № 125-V «О недрах и недропользовании», проект разработки утверждается, согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан (заключение государственной экологической экспертизы). Подрядчик обязан организовать и провести общественные слушания (информирование в средствах массовой информации на казахском и русском языках, подготовка материалов, докладов для общественных слушаний, ведение протокола, подготовка и подписание протокола и т.д.).
8. Срок выполнения работы	С момента подписания Заказ-наряда и до 31.12.2026г
9. Порядок и форма сдачи работы	После утверждения сдать проект в геологические фонды ТОО «Казахтуркмунай» в 3-х экземплярах в аналоговом и в 2 экземплярах в цифровом варианте. Приложить протоколы рассмотрения проекта на НТС Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», ГТС ТОО «Казахтуркмунай», заключение государственной экологической экспертизы, заключение независимых экспертов ЦКРР РК и протокол заседания ЦКРР РК.

Заказчик:
Генеральный директор
ТОО «Казахтуркмунай»

Арымбек К.Б.



Подрядчик:
Первый заместитель директора
Атырауского филиала ТОО «КМГ
Инжиниринг» по геологии и
разработке

Джаксылыков Т.С.



СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	3
СОДЕРЖАНИЕ	5
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	7
СПИСОК РИСУНКОВ	10
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	12
РЕФЕРАТ.....	13
ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	17
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
2.1 Характеристика геологического строения	19
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	19
2.1.2 Тектоника	23
2.1.3 Нефтегазоносность.....	32
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	36
2.3 Физико-химический состав и свойства нефти, газа и воды	41
2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях.....	41
2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	44
2.3.3 Состав и свойства растворённого газа	45
2.3.4 Свойства пластовых вод.....	48
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	50
2.5 Краткие сведения о запасах нефти, конденсата, растворенного и свободного газа	61
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	63
3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и характеристика энергетического состояния залежей.....	63
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	85
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	85
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	98
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	99
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	114
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	114
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки.....	114
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	124
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	124
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	125
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	131
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	131
3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	135
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	137
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	143
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	143
4.2 Экономические показатели вариантов разработки.....	147
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	156
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	158

5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	158
6	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	160
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	160
6.1.1	Анализ работы эксплуатационного фонда скважин.....	160
6.1.2	Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции	160
6.1.3	Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин	164
6.1.4	Выбор механизированного способа эксплуатации для добычи нефти	167
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	171
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	174
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	180
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	184
6.6	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	190
7	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	192
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	192
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	197
8	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	199
8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ	199
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	203
9.1	Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа	203
9.2	Гидродинамические исследования по контролю за разработкой.....	206
9.3	Промыслово-геофизические исследования	212
9.4	Контроль за межколонным давлением	213
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	223
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	241
12	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	242
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	245
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	248
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	269

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 – Сравнение характеристики толщин горизонтов	39
Таблица 2.2.2 – Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта	39
Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности.....	39
Таблица 2.2.4 – Сравнение статистических рядов распределения проницаемости горизонта	40
Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти.....	42
Таблица 2.3.2 – Свойства нефти в поверхностных условиях	46
Таблица 2.3.3 – Состав и свойства растворенного газа	47
Таблица 2.3.4 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде	49
Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований, проведенных на керне	50
Таблица 2.4.2 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть	52
Таблица 2.4.3 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	54
Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой	55
Таблица 2.4.5 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту	55
Таблица 2.4.6 – Результаты определения модуля Юнга, коэффициента Пуассона, скорости пробега упругих волн	56
Таблица 2.4.7 – Результаты исследований по определению объемного модуля и модуля сдвига	57
Таблица 2.4.8 – Результаты фильтрационных исследований.....	58
Таблица 2.5.1 – Величина подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа	62
Таблица 3.1.1 – Количество проведенных исследований всего на месторождении	63
Таблица 3.1.2 – Сравнение результатов гидродинамических исследований добывающих скважин по месторождению	64
Таблица 3.1.3 – Результаты проведенных КВД, КВУ за весь период разработки	74
Таблица 3.1.4 – Результаты проведенных КПД за весь период разработки	76
Таблица 3.1.5 – Результаты МУО проведенные в 2019г	79
Таблица 3.1.6 – Результаты МУО проведенные в 2025г	80
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2026г.....	86
Таблица 3.2.2 – Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти за анализируемый период	89
Таблица 3.2.3 – Сравнение проектных и фактических показателей за период 01.01.2023-31.12.2025гг.	97
Таблица 3.2.4 – Состояние выработанности запасов нефти на 01.01.2026г	98
Таблица 3.2.5 – Результаты проведенных геолого-технических мероприятий.....	103
Таблица 3.2.6 – Результаты PLT, проведенных в 2025г по нагнетательной скважине №103	104
Таблица 3.2.7 – Результаты PLT, проведенных в 2025 по нагнетательной скважине №65	105
Таблица 3.2.8 – Результаты PLT, проведенных в 2025 по нагнетательной скважине №55	106
Таблица 3.2.9 – Результаты PLT, проведенных в 2025 по нагнетательной скважине №107	107
Таблица 3.3.1 – Общая информация о фильтрационной модели	114
Таблица 3.3.2 – Свойства пластовой нефти	116
Таблица 3.3.3 – Начальные параметры равновесия залежи	120
Таблица 3.3.4 – Сопоставление запасов нефти.....	120
Таблица 3.3.5 – Специальные исследования.....	121
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики объекта разработки	124
Таблица 3.4.2 – Сравнение исходных данных по вариантам разработки.....	128
Таблица 3.4.3 – Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения проектных скважин	128
Таблица 3.4.4 – Адресная программа ГТМ и бурения по варианту разработки I.....	128
Таблица 3.4.5 – Адресная программа ГТМ и бурения по варианту разработки II	129
Таблица 3.4.6 – Адресная программа ГТМ и бурения по варианту разработки III	130
Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели	138
Таблица 3.5.2 – Техничко-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат	140
Таблица 3.5.3 – Ставки налога на добычу.....	141
Таблица 3.5.4 – Ставки рентного налога на экспорт	141
Таблица 3.5.5 – Шкала экспортной таможенной пошлины	142
Таблица 3.5.6 – Ставки налога на сверхприбыль	142
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому 2 варианту.....	144
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по рекомендуемому 2 варианту	145
Таблица 4.1.3 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта	146
Таблица 4.1.4 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам ТОО «Казахтуркмунай»	147
Таблица 4.2.1 – Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 2)	149
Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 2)	150
Таблица 4.2.3 – Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 2).....	150

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 2)	151
Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 2)	155
Таблица 4.3.1 - Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	156
Таблица 5.1.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки	159
Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин	161
Таблица 6.1.2 - Виды станков-качалок на месторождении Каратобе Южное	164
Таблица 6.1.3 - Скважины, оборудованные УЭЦН	166
Таблица 6.1.4 - Виды станков-качалок	167
Таблица 6.1.5 - Теоретическая производительность насосов	168
Таблица 6.2.1 - Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.....	174
Таблица 6.3.1 - Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Каратобе Южное	175
Таблица 6.3.2 - Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное	178
Таблица 6.4.1 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант рекомендуемый)	182
Таблица 6.5.1 - Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Каратобе Южное	184
Таблица 6.5.2 - Техническая характеристика насоса «Sapwells 3S125A8/40», «Q290-16/30» и «5DS175A-2/30»	186
Таблица 6.5.3 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления.....	188
Таблица 6.5.4 - Состав физико-химических свойств воды, отобранный на выходе насосов БКНС	189
Таблица 6.5.5 - Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Каратобе Южное	189
Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция проектных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервных скважин №№ 110R, 111R, 112R	193
Таблица 7.1.2 - Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3000м.	194
Таблица 7.1.3 - Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3000м.	195
Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ м/р Каратобе Южное. II вариант (рекомендуемый)	200
Таблица 8.1.2 - Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа	202
Таблица 9.1.1 - Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой.....	205
Таблица 9.2.1 - Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований	211
Таблица 9.3.1 - Необходимый комплекс промысловых геофизических исследований.....	213
Таблица 10.1 - Общая климатическая характеристика.....	223
Таблица 10.2 - Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с	224
Таблица 10.3 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, 0С	224
Таблица 10.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)	224
Таблица 10.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г.....	225
Таблица 10.6 - Результаты мониторинга подземных вод II и III квартал 2025г	231
Таблица 10.7 - Результаты мониторинга почвы за II и III квартал 2025г.....	234
Таблица 12.1 - Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования.....	242
Таблица 12.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	243
Таблица 12.3 - Расчет отчислений в Ликвидационный фонд по месторождению	243
Таблица П.3.2.1 - Техническое состояние скважин	249
Таблица П.4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по 1 варианту	251
Таблица П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1 варианту.....	252
Таблица П.4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по 3 варианту	253
Таблица П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3 варианту.....	254
Таблица П.4.2.1 - Капитальные вложения (Вариант 1).....	255
Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)	256
Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)	256
Таблица П.4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1).....	257
Таблица П.4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)	261
Таблица П.4.2.6 - Капитальные вложения (Вариант 3).....	262

Таблица П.4.2.7 - Бюджетная эффективность (Вариант 3)	263
Таблица П.4.2.8 - Производственный доход (Вариант 3)	264
Таблица П.4.2.9 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 3).....	265
Таблица П.4.2.10 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 3)	267

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района.....	18
Рисунок 2.1.1 - Схема тектонического районирования надсолевого комплекса Восточной части Прикаспийской впадины	24
Рисунок 2.1.2 - Структурная карта по ОГ III (подошва нижнемеловых отложений).....	26
Рисунок 2.1.3 - Структурная карта по ОГ V _{bas} (кровля базальных песчаников в подошве юры над разновозрастной поверхностью доюрского комплекса).....	27
Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по ОГ VI-1 (кровля карниза).....	28
Рисунок 2.1.5 - Структурная карта по ОГ VI-2 (кровля под карнизом)	29
Рисунок 2.1.6 - Структурная карта по ОГ VI-1 (кровля северо-восточного карниза)	29
Рисунок 2.1.7 - Карта и пример сейсмической интерпретации соляного купола, и наличие соляных карнизов на севере участка	30
Рисунок 2.1.8 - Структурная карта по ОГ S (кровля казанских отложений)	31
Рисунок 2.1.9 - Структурная карта по ОГ S _{base} (подошва продуктивного горизонта)	32
Рисунок 2.3.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания.....	43
Рисунок 2.3.2 - Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	43
Рисунок 2.3.3 - Зависимость объемного коэффициента от газосодержания.....	43
Рисунок 2.3.4 - Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти	43
Рисунок 2.3.5 - Изменение давление насыщения с глубиной залегания.....	44
Рисунок 2.3.6 - Изменение газосодержания с глубиной залегания	44
Рисунок 2.3.7 - Изменение плотности пластовой нефти с глубиной залегания.....	44
Рисунок 2.3.8 -Изменение вязкости пластовой нефти с глубиной залегания.....	44
Рисунок 2.4.1 - График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности по скважинам №№104, 105, 106, 108, 109, 112, 116	51
Рисунок 2.4.2 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода по скважинам №№104, 105, 106, 109, 112, 116	53
Рисунок 2.4.3 - Влияние минерализации на фильтрационные характеристики.....	60
Рисунок 2.4.4 - Влияние мех. примесей на фильтрационные характеристики	60
Рисунок 3.1.1 – Охват ГДИС исследованиями всего фонда скважин Каратобе Южное за анализируемый период	65
Рисунок 3.1.2 – Логарифмический график производной давления скважины №64Д.....	67
Рисунок 3.1.3 – Логарифмический график производной давления скважины №101	67
Рисунок 3.1.4 – Логарифмический график производной давления скважины №116.....	67
Рисунок 3.1.5 – Логарифмический график производной давления скважины №50	67
Рисунок 3.1.6 – Логарифмический график производной давления скважины №108.....	68
Рисунок 3.1.7 – Логарифмический график производной давления скважины №104	68
Рисунок 3.1.8 – Логарифмические графики производной давления скважины №110	68
Рисунок 3.1.9– Диагностический график определения модели пласта скважина № 55	70
Рисунок 3.1.10– Диагностический график определения модели пласта скважина № 65	71
Рисунок 3.1.11– Диагностический график определения модели пласта скважина № 103.....	72
Рисунок 3.1.12 – Диагностический график определения модели пласта скважина № 107	73
Рисунок 3.1.13 - Индикаторные диаграммы для притока однофазной жидкости.....	77
Рисунок 3.1.14 - Индикаторная диаграмма Вогеля.....	78
Рисунок 3.1.15 - Индикаторные диаграммы при давлении ниже насыщения.....	78
Рисунок 3.1.16 - Индикаторная кривая МУО по скважинам №63 и №108 в 2019г	81
Рисунок 3.1.17 - Индикаторная кривая МУО по скважине №№108, 114 и 116.....	81
Рисунок 3.1.18 - Динамика пластового давления с начала разработки.....	83
Рисунок 3.2.1- Распределение фонда скважин по категориям на 01.01.2026г	86
Рисунок 3.2.2- Динамика изменения среднего дебита и фонда действующих добывающих скважин месторождения Каратобе Южное за анализируемый период.....	90
Рисунок 3.2.3 - Основные показатели действующего фонда добывающих скважин за анализируемый период	91
Рисунок 3.2.4 - Динамика основных показателей эксплуатации скважины 116.....	92
Рисунок 3.2.5 - Динамика основных показателей эксплуатации скважины 112	92
Рисунок 3.2.6 - Динамика приемистости нагнетательных скважин за анализируемый период	93
Рисунок 3.2.7 - Характеристика нагнетательного фонда за анализируемый период.....	94
Рисунок 3.2.8 - Зависимость удельной добычи нефти на 1 скв. от накопленной добычи нефти	99
Рисунок 3.2.9 - Динамика закачки скважины №103	103
Рисунок 3.2.10 - Динамика закачки скважины №65	104
Рисунок 3.2.11 - Динамика закачки скважины №55	106
Рисунок 3.2.12 - Динамика закачки скважины №107.....	107
Рисунок 3.2.13 - Влияние нагнетательной скважины №103 к добывающей скважине №109	109

Рисунок 3.2.14 - Влияние нагнетательной скважины №103 к добывающей скважине №110	109
Рисунок 3.2.15 - Влияние нагнетательной скважины №65 к добывающей скважине №110	110
Рисунок 3.2.16 - Влияние нагнетательной скважины №65 к добывающей скважине №101	110
Рисунок 3.2.17 - Влияние нагнетательной скважины №65 к добывающей скважине №104	111
Рисунок 3.2.18 - Влияние нагнетательной скважины №55 к добывающей скважине №108	111
Рисунок 3.2.19 - Влияние нагнетательной скважины №55 к добывающей скважине №50	112
Рисунок 3.3.1 - PVT свойства нефти	118
Рисунок 3.3.2 - PVT свойства газа	118
Рисунок 3.3.3 - Зависимость объемного коэффициента от давления насыщения	119
Рисунок 3.3.4 - Зависимость вязкости от давления насыщения	119
Рисунок 3.3.5 - Зависимость газосодержания от давления насыщения	120
Рисунок 3.3.6 - Графики ОФП и J-функций, построенная по данным капиллярометрии	122
Рисунок 3.3.7 - Зависимости проницаемости от пористости	123
Рисунок 3.3.8 - Куб проницаемости	123
Рисунок 3.4.1 - График адаптации добычи нефти, закачки воды и пластового давления по месторождению в целом (линии-расчет, точки-факт)	132
Рисунок 3.4.2 - График дебита жидкости и накопленной добычи нефти по месторождению в целом (линия-расчет, точки-факт)	132
Рисунок 3.4.3 - Кросс-плот по накопленной добыче нефти	133
Рисунок 3.4.4 - Кросс-плот по накопленной закачке воды	133
Рисунок 3.4.5 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №101 (линия-расчет, точки-факт)	134
Рисунок 3.4.6 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №102 (линия-расчет, точки-факт)	134
Рисунок 3.4.7 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №63 (линия-расчет, точки-факт)	135
Рисунок 3.4.8 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №66 (линия-расчет, точки-факт)	135
Рисунок 6.1.1 - Устьевая арматура УЭЦН	169
Рисунок 6.3.1 - Технологическая схема системы сбора продукции скважин месторождения	175
Рисунок 6.3.2 - Принципиальная существующая схема УПН Каратобе Южное	178
Рисунок 6.3.3 - Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное ..	179
Рисунок 6.4.1 - Схема утилизации сырого газа месторождений Каратобе Южное	181
Рисунок 6.5.1 - Схема расположения нагнетательных скважин месторождения Каратобе Южное	185
Рисунок 6.5.2 - Принципиальная схема подготовки воды системы ППД на УПН Каратобе Южное	186
Рисунок 6.5.3 - Схема расположения проектной нагнетательной скважины месторождения Каратобе Южное	190
Рисунок 9.4.1 - Схема реализации методики анализа рисков от скважин с МКД	215
Рисунок 9.4.2 - Диаграмма процесса управления межколонными давлениями	217
Рисунок 9.4.3 - Процедура разделения скважин по группам опасности и перевода из одной группы в другую	220
Рисунок 10.1 - Роза ветров	224

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование приложения	Масштаб
1	1	Структурная карта по отражающему горизонту S (кровля казанских отложений); Структурная карта по кровле продуктивного горизонта; Структурная карта по отражающему горизонту S_base (подошва продуктивного горизонта).	1:25000
2	2	Геологические профили по линиям I-I' и II-II'	гор. 1:10 000 верт.1:2000
3	3	Геолого-литологический профиль по линии III-III'	гор. 1:10 000 верт.1:2000
4	4	Геологический профиль по линии IV-IV'	гор. 1:10 000 верт.1:2000
5	5	Схема обоснования ВНК	1:1000
6	6	Структурная карта по кровле коллектора. Структурная карта по подошве коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Карта общих эффективных толщин	1:25000
7	7	Карта текущих, суммарных отборов жидкости и закачки	1:25000
8	8	Карта изобар	1:25000
9	9	Карта фонда проектных и пробуренных скважин	1:25000

РЕФЕРАТ

Работа содержит 275 страниц, в т.ч. 92 таблицы, 87 рисунков, 15 табличных приложений, 9 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОГРАММА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА, КАЗАХСТАНСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Каратобе Южное.

Цель работы - оценка эффективности реализации ранее утвержденных проектных решений с учетом имеющихся представлений о геологическом строении месторождения и полученных новых сведений о текущем состоянии разработки, выдача рекомендаций по контролю и регулированию процесса разработки, рассмотрение проектных решений в рамках нового рекомендуемого варианта разработки, утверждение новых технологических показателей, также отражение технологических потерь.

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

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

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

Область применения – месторождение Каратобе Южное.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Каратобе Южное является ТОО «Казахтуркмунай», имеющее лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г, согласно дополнению №1 от 26.08.2022г, срок действия контракта истекает 26.12.2047г.

Месторождение было открыто в 1978 году скважиной №35, нефтепроявлением из верхнепермских отложений казанского яруса. В том же году из скважины №27 был получен приток нефти дебитом 20 м³/сут.

В 2001г ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнен первый «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.09.2001г» (Протокол ГКЗ №142-01-У от 25.02.2002г), исходя из сведений по 14 скважинам, входящим в лицензионный блок. В целом по месторождению утвержденные запасы по категории С₁ составили: геологические – 16 000 тыс.т, извлекаемые – 5 056 тыс.т.[17]

В 2003г ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» была выполнена и утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное» (Протокол ЦКР РК №21 от 24.02.2003г), согласно которой месторождение планировалось разрабатывать на естественном режиме. [18]

В 2009г институтом ОАО «Гипровостокнефть» была выполнена и утверждена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное с применением системы поддержания пластового давления» [20], к реализации утвержден 4 вариант разработки (Протокол ЦКР РК №56 от 09.04.2009г).

В 2013г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИР РК, на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №39/8 от 13.09.2013г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2013-2022 годы. [22]

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИР РК, на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №92/2 от 28.11.2017г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2017-2019 годы. [24]

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг Каспиймунайгаз» выполнен третий «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован ЦКРР МЭ РК (Протокол № 17/12 от 12-13.12.2019г) с проектными показателями разработки на 2019-2021гг. [25]

В 2020г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, растворенного в нефти газа...» (далее ПЗ-2020г) [27] (Протокол ГКЗ №2175-20-У от 06.05.2020г.). В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по сравнению с числящимися на Государственном балансе увеличились на 11 840 тыс.т (74,0%) извлекаемые запасы нефти увеличились на 4 327 тыс.т (85,6%). Выполнение ПЗ-2020г было реализовано с применением цифрового геологического моделирования.

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Проект разработки месторождения Каратобе Южное» (далее ПР-2021г) [28], к реализации принят 2 вариант разработки месторождения (Протокол ЦКРР РК №12/4 от 31 марта 2021).

Основные положения рекомендуемого варианта за рентабельный период 2020 – 2052гг:

Проектный уровень добычи нефти – 336,4 тыс.т/год;

Проектный уровень добычи жидкости – 364 тыс.т/год;

Накопленная добыча нефти – 9 491,2 тыс.т;

Накопленная добыча жидкости – 11 256,8 тыс.т;

Коэффициент извлечения нефти – 0,341 д.ед.

Месторождение планируется разрабатывать 18 добывающими скважинами, 8 из которых будут введены из бурения до 2025г, и 7 нагнетательными скважинами, две из которых пробурятся в 2024-2025гг.

В 2021г выполнен «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.07.2021г (Протокол совместного ГТС от 29 ноября 2021г). [30]

В 2022г выполнен «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.07.2022г (Протокол совместного ГТС от 20 декабря 2022г). [31]

В 2023г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное» (далее АРМ-2023г). В рамках АРМ-2023г выполнено уточнение проектных технологических показателей разработки в связи с изменением технических проектов развития месторождения. Согласно протоколу ЦКРР РК №46/4 от 14 декабря 2023г отчет АРМ-2023г был согласован с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту с 2024г по 2026г. [32]

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2024г, в рамках которого было выполнено сопоставление

фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 08 ноября 2024г). [33]

В 2025г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2025г, в рамках которого было выполнено сопоставление фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 20 августа 2025г). [34]

НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратобе Южное» подготовлен по состоянию изученности месторождения на 01.01.2026г (далее – ДПРМ-2026). Данная работа выполнена Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» согласно заказ наряду №1 ОГиР от 30.12.2024г в рамках договора №1060749//2024/21 от 30.12.2024г с ТОО «Казахтуркмунай», в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г № 125-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2026г), «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены Приказом МЭ РК № 239 от 15.06.2018г) [2], «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены Приказом МЭ РК № 329 от 24.08.2018г) [8].

ДПРМ-2026 содержит геолого-физическую характеристику месторождения, оценку запасов нефти, анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристику их продуктивности, обоснование принятой расчетной геолого-физической модели резервуара, обоснование выделения эксплуатационного объекта и выбор расчетных вариантов разработки, обоснование нормативов капиталовложений и затрат, технологические и технико-экономические показатели вариантов и анализ проектных решений, рекомендации по технике и технологии добычи нефти и газа, требования к конструкциям скважин, обоснование проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ, программу контроля за разработкой, содержащую комплекс геофизических, гидродинамических, физико-химических, геолого-гидродинамических исследований, анализ данных и решения по охране недр и окружающей среды, мероприятия по доразведке месторождения.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Каратобе Южное находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (рис.1.1).

В орографическом отношении район работ представляет собой полупустынную равнину с максимальными и минимальными отметками поверхности относительно уровня моря соответственно +161м и +125м.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Максимальная температура плюс 36-40⁰С отмечается в июле месяце, минимальная минус 35-45⁰С приходится на январь и февраль. Глубина промерзания почвы достигает 1,3 м.

Количество осадков не превышает 220 – 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний период. Снеговой покров обычно ложится в конце ноября – начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова в течение зимы достигает 20-30 см, но сильными ветрами большая часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, овраги, низины) и образует снежные заносы.

Гидрографическая сеть представлена р. Эмбой, которая является главной водной артерией. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, которая полностью заливается весной в период снеготаяния. Глубина реки незначительная и колеблется от 0,5 до 2 м при ширине русла 5-25 м. Юго-восточный склон крутой, высокий, а северо-западный чаще пологий и низкий. На всем протяжении река имеет небольшую глубину и песчаное дно. Вода в реке солоноватая и пригодна только для технических нужд.

Снабжение питьевой водой производится из п. Жаркамыс. Техническое водоснабжение осуществляется из альбского водоносного горизонта. Для этой цели пробурены скважины глубиной 100-150 м.

Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом.

Ближайшей железнодорожной станцией является Караулкельды, расположенная в 110 км к западу от месторождения Каратобе Южное.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком, глиной.

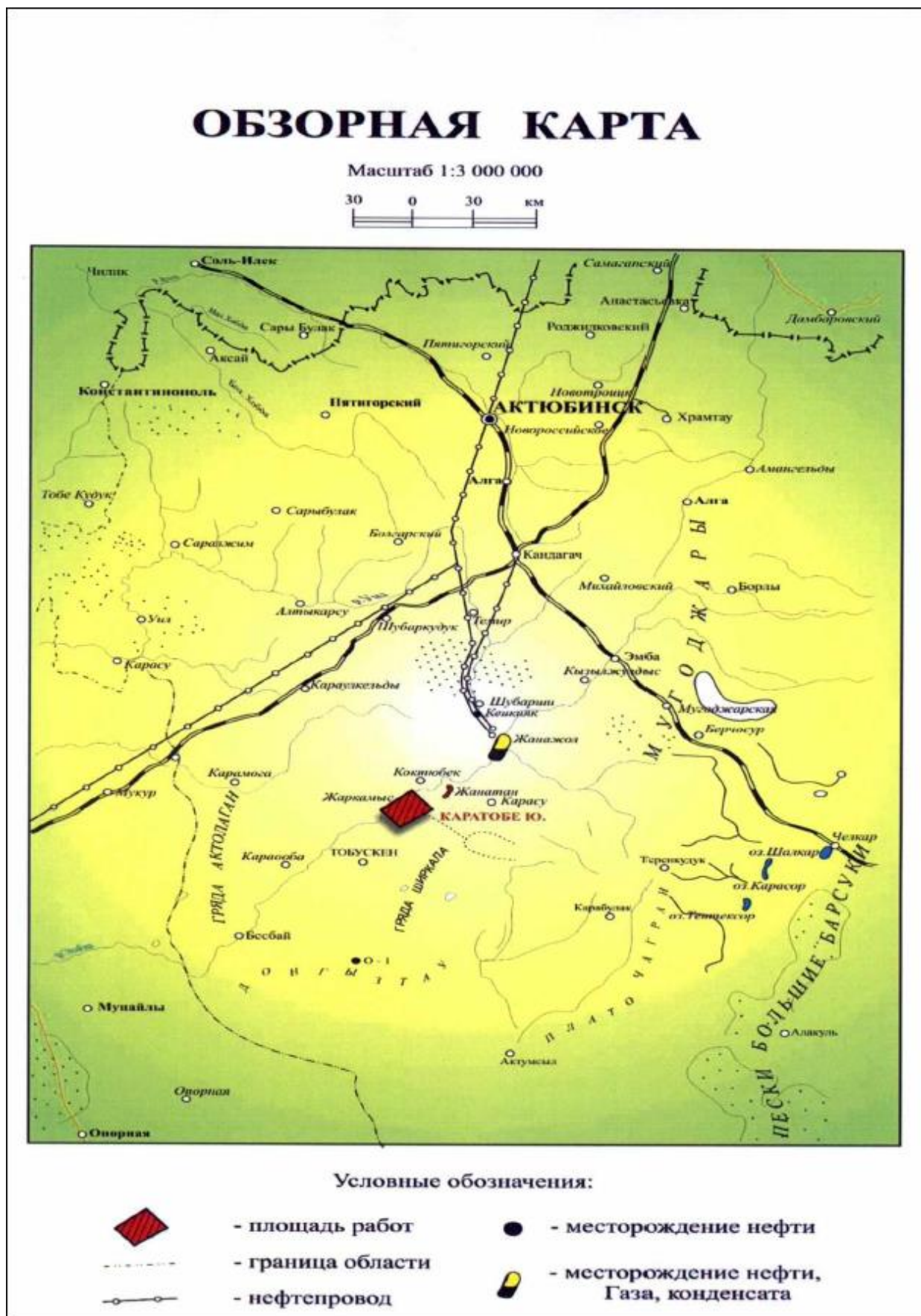


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В пределах месторождения Каратобе Южное скважинами пройден разрез палеозойских и мезозойских отложений от кунгурского яруса нижней перми до верхнего мела включительно. Керном охарактеризована во всех скважинах верхнепермская часть разреза, в связи с этим описание остальных стратиграфических подразделений дается с учетом данных структурно-картировочного бурения. Возраст нефтеносных горизонтов в скважинах №№66, 109 обоснован палинологическими данными, и они использованы при расчленении верхнепермского разреза. Всего обработано 26 образцов.

Ниже приводится литологическое описание вскрытого разреза, основанное на изучении каротажного материала и описания поднятого керна.

Пермская система – Р

Пермская система представлена нижним и верхним отделами. Нижний отдел представлен кунгурским ярусом.

Нижний отдел – Р₁

Кунгурский ярус – Р_{1к}

Отложения кунгурского яруса вскрыты в объеме сульфатно-терригенной и галогенной толщи.

Сульфатно-терригенная толща сложена темно-серыми и черными известковистыми аргиллитами с прослоями темно-серых, глинистых песчаников, алевролитов и ангидритов голубовато-серых, участками глинистых.

Галогенная толща представлена солью белой с сероватым оттенком, крупнокристаллической, массивной и ангидритом белым с голубоватым оттенком, мелкокристаллическим, иногда трещиноватым.

Карнизная часть соляного массива вскрыта в скважинах №№58, 63, 65, 66, 101, 103, 104, 105, 106, 109. В единственной скважине №66 наблюдается повторное вскрытие соли в призабойной части.

Толщина отложений, образующих карниз в соляном массиве, колеблется в пределах 128,7 м (скв. №63) – 1644 м (скв. №109).

На отложениях кунгура со стратиграфическим несогласием залегают породы надсолевого комплекса.

Верхний отдел – Р₂

Представлен мощной толщей красноцветных терригенных пород, присутствует в разрезах всех скважин в разном стратиграфическом объеме. В пределах месторождения в составе верхнепермских пород установлено присутствие отложений казанского и татарского ярусов.

Казанский ярус – P_2kz

По корреляции с разрезами ранее изученных скважин, а также по данным палинологического анализа отложения казанского яруса можно рассматривать в объеме нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнеказанский подъярус выделяется в интервале 3270-3494 м в разрезе скважины №66. Литологически представлен аргиллитами темно-коричневыми, алевроитистыми, плотными, с включениями гнезд ангидрита и пропластками песчаника красновато-серого, крепкого, мелкозернистого, полимиктового.

Возраст пород как нижнеказанский определен на основе палинокомплекса, который характеризуется содержанием спор до 12% (*Acanthotriletes* sp., *Granulatisporites* sp., *Verricosisporites* sp.) и пыльцы до 88% (*Pinaceaeapollenites* sp., *Vittatina* sp., *Azonoletes* sp.).

Вскрытая толщина данных отложений 224 м.

Верхнеказанский подъярус вскрыт всеми скважинами и условно по литологическим признакам можно разделить на три части. Нижняя часть разреза сложена аргиллитами бурыми, алевроитистыми, массивными, плотными с включениями гнезд и вкраплениями обломков ангидрита белого, кристаллического, песчаниками красновато-бурыми, серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми.

Средняя часть верхнеказанского разреза — это нефтеносная толща сложена алевролитами и песчаниками коричневыми, темно-коричневыми, серыми, мелко-, среднезернистыми, полимиктовыми, пористыми, пропитанными нефтью и прослоями аргиллита коричневого, бурого с редкими пропластками серого цвета, слюдистого, алевроитистого, местами с гнездами ангидрита и вкраплениями размером до 2 мм каменной соли белой, мелкокристаллической.

Верхняя часть разреза представлена переслаиванием песчаников и аргиллитов. Песчаники темно-серые, красновато-бурые, мелко- среднезернистые, участками разномзернистые, известковистые, массивные, пористые. Аргиллиты коричневые, красно-бурые, реже шоколадно-коричневые, часто песчанистые, участками алевроитистые, с почти вертикальными углами напластования, с единичными включениями мелких обугленных растительных остатков.

Возраст описанных отложений как верхнеказанский определен по комплексу миоспор, содержащий 30-32% пыльцы и до 70% спор. Наиболее характерными формами

являются споры *Calamospora* sp., *Cyclogranisporites osmundae* War., *Spinosisporites* sp., *Punctatisporites* sp., *Granizonospora* sp. и пыльца *Pinaceapollenites* sp., *Vittatina* sp., *Caytonia* sp., *Florinites Luberae* Sam., *Ginkgocycadophutius* sp., *Striatopinites* sp.

Вскрытая толщина казанских отложений от 182,2 м (скв. №50) до 926,4 м (скв. №66).

Татарский ярус – P_{2t}

Также вскрыт всеми скважинами и представлен в объеме нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнетатарский подъярус сложен аргиллитами бурыми, буро-коричневыми, слабо песчанистыми, переслаивающимися с песчаниками красновато-бурыми, красновато-серыми, зелеными, полимиктовыми, среднезернистыми, массивными, постепенно в низах разреза переходящими в пестроцветный гравелит крупно-, разногалеchnый. Состав гальки: слабоокатанные обломки аргиллитов, песчаников, кремнистых пород.

Толщина отложений нижнетатарского подъяруса от 14,3 м (скв. №109) до 1771,5 м (скв. №103).

Верхнетатарский подъярус наиболее полно представлен в юго-западном обрамлении месторождения, а в центральной части он практически выпадает из разреза. Литологически сложен аргиллитами шоколадно-коричневыми, песчаниками зеленовато-серыми, полимиктовыми, крупно- среднезернистыми, средней крепости. Для верхней части разреза характерно присутствие прослоев гравелитов и конгломератов красновато-бурого цвета. Галечниковый материал состоит из кремнистых пород.

Толщина отложений верхнетатарского подъяруса от 43,9 м до 87,1 м.

Общая картина литологического состава верхнепермских отложений имеет следующую характеристику: наиболее глинистый разрез приурочен к юго-западной части месторождения (скв. №№60, 58, 61, 59). В центральной части (скв. №№66, 64, 65, 63) повышается содержание алевропесчаных прослоев. В скважинах №№68, 69 значительная часть разреза сложена алевропесчаниками и гравелитовыми разностями, снижена доля глинистых прослоев.

Вскрытая толщина отложений татарского яруса от 72 м (скв. №109) до 1771,5 м (скв. №103).

Мезозойская группа – MZ

Мезозойский комплекс представлен триасовыми, юрскими и меловыми отложениями.

Триасовая система – T

Среди триасовых отложений достоверно установлено присутствие пород нижнего триаса.

Нижний отдел – T₁

По литологическому составу отложения нижнего триаса представлены континентальными красноцветными, пестроцветными глинами с прослоями зеленовато-серых, разнозернистых песчаников и алевролитов.

Толщина отложений нижнего триаса колеблется в пределах от 129,9 м (скв. №103) до 501,2 м (скв. №50).

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены нижним и средним отделами.

Нижний отдел – J₁

Отложения нижней юры представлены светло-серыми, песчано-глинистыми отложениями. Галечниково-песчаная толща разреза сложена светло-серыми, полимиктовыми, мелко-среднезернистыми песками с обильным включением мелкой кварцевой гальки и линзами песчаника. Глинистая толща сложена светло-серыми глинами, содержащими обугленные растительные остатки. Отмечаются небольшие прослои серых, светло-серых песков и редких углистых глин.

Средний отдел – J₂

Нижняя часть среднеюрского разреза представлена песчаной и глинистой толщами. Песчаная толща сложена песками кварцево-полевошпатовыми, мелко-среднезернистыми, рыхлыми. Глинистая толща представлена глинами серыми, плотными, с единичными прослоями бурых углей. Верхнюю часть составляют чередующиеся песчаные и глинистые слои бурые, серые, тёмно-серые, с прослоями песчаника и бурого угля.

Общая толщина юрских отложений изменяется от 238,6 м (скв. №66) до 307,6 м (скв. №58).

Меловая система – K

Меловые отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел – K₁

Отложения нижнего мела несогласно залегают на размытой поверхности пород юрской системы. Разрез нижнего мела представлен породами готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов, каждому из которых присущ свой песчано-глинистый комплекс пород, отличающийся по цвету и составу.

Готеривский ярус – K_{1g}

Отложения готерива являются морскими, литологически представлены серыми, зеленовато-серыми глинами, с прослоями светло-зелёных, сильно глинистых песков, алевролитов, песчаников с обломками раковин.

Барремский ярус – K_{1br}

Континентальные отложения баррема представлены чередованием пёстроокрашенных терригенных пород.

Аптский ярус – K_{1a}

Прибрежно-морские осадки аптского яруса залегают с эрозионным несогласием на пёстроцветных породах баррема. Литологически сложены тёмно-серыми глинами с прослоями зеленовато-серых кварцево-глауконитовых песков, алевролитов и песчаников. Породы содержат большое количество обугленных растительных остатков.

Альбский ярус – K_{1al}

Отложения альбского яруса по генезису также являются морскими и представлены глинистой и песчаной толщами.

Глинистая толща представлена пепельно-серыми, плитчатыми глинами с прослойками песков и алевролитов.

Песчаную толщу составляют желтовато-серые слюдисто-кварцевые пески с линзами и прослоями песчаников и темно-серых, серых глин.

Общая толщина нижнемеловых отложений варьирует от 355 м (скв. №109) до 512,9 м (скв. №103).

Верхний отдел – K_2

Верхнемеловые отложения представлены переслаиванием светло-серых мергелей и мергелистых глин.

Толщина их изменяется в пределах 11–58 м, иногда достигает 79 м (скв. №51).

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении район месторождения Каратобе Южное расположен в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины, которая отделена от Уральской геосинклинальной зоны Ащисайским и Северо-Кокпектинским разломами. Одной из характерных черт геологического развития явилось интенсивное опускание территории и формирование мощного осадочного чехла (7-10 км). Основную часть этой толщи составляет подсолевой комплекс, включающий отложения, заключённые между поверхностью докембрийского фундамента и подошвой галогенных осадков кунгурского яруса. Поверхность подсолевых отложений моноклинально погружается на запад, образуя ряд обособленных ступеней: Жанажольскую, Кенкиякскую, Коздысайскую и Шубаркудукскую. Поверхность подсолевых отложений находится на глубине 2 км на востоке, к западу погружается до 6 км.

По надсолевым отложениям Кенкиякской ступени соответствует ряд поднятий (Жаркамысское и Соркольское поднятия, Утыбайский выступ, Енбекский вал).

В региональном тектоническом плане месторождение Каратобе Южное приурочено к юго-западному крылу соляного купола Каратобе, расположенного на Жаркамысском поднятии (рис. 2.1.1).

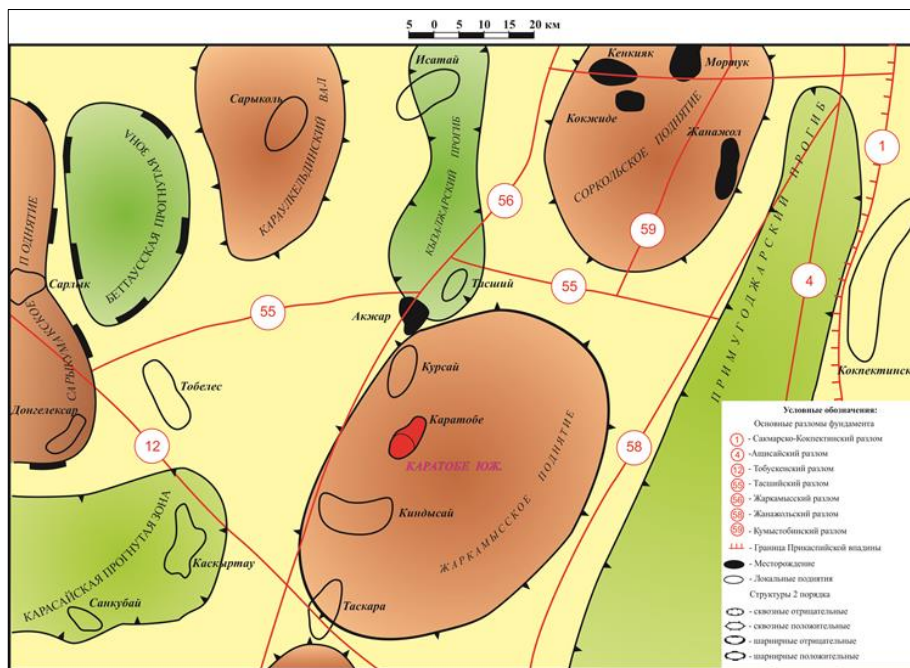


Рисунок 2.1.1 - Схема тектонического районирования надсолевого комплекса Восточной части Прикаспийской впадины

Соляной купол Каратобе расположен в зоне, характеризующейся наличием одиночных соляных массивов, прорывающих вышележащие верхнепермские и нижнетриасовые песчано-глинистые отложения, имеет субмеридиональное простирание. Солянокупольная структура разбита нешироким центральным грабнем на три крыла: юго-западное, северное и восточное. Соляной массив располагается над поднятием по подсолевым отложениям, кровля которых залегает на глубине -3900-4300 м. Массив, в пределах съемки, имеет неправильную форму с размерами 6 x 5 км. Глубина залегания кровли соли изменяется от -500 до -2400 м. Западный и северный склоны массива крутые, с наличием соляных козырьков различной формы и размеров. Юго-восточный склон более пологий.

В пределах юго-западного крыла в подкарнизной части по верхнепермским отложениям сейсморазведкой МОГТ установлена полусводовая замкнутая структура, ограниченная с северо-запада и восток-юго-востока соляным массивом, к которой приурочена промышленная залежь нефти.

Изучение геологического строения разреза палеозойских, юрских и меловых отложений произведено на основе интерпретации по следующим целевым отражающим горизонтам:

III – подошва нижнемеловых отложений (кровля размытых юрских отложений);

V_{bas} – кровля базальных песчаников в подошве юры над разновозрастной поверхностью доюрского комплекса;

VI - отражающий горизонт, приуроченный к кровле кунгурской соли (кровля соли);

VI-1- кровля карниза (подвернутого склона соли);

VI-2 – кровля соли под карнизом;

S – кровля казанских отложений (P2kz);

S_{base}– подошва продуктивного комплекса.

Кроме того, были закартированы два отражающих горизонта:

P₁–поверхность подсолевой нижней перми и его размытая поверхность и **P₂** – предположительно поверхность каменноугольной депрессионной толщи.

Структурная карта по ОГ III (по подошве нижнемеловых отложений) согласно подсолевой тектонике, допустимо разделить участок работ на три части, обозначенных в рамках данного отчета цифрами 1, 2 и 3. Участок «1» расположен в центральной части площади и приурочен к тектоническому блоку, ограниченному нарушениями F₅ и F₆ субмеридионального и субширотного простирания. В пределах данного участка выделяется замкнутая «положительная» структура тектонически-экранированного типа. Размеры по изогипсе -380 м составляют 2,8 х 2,2 км, при амплитуде 100 м. Структура осложнена малоамплитудным тектоническим нарушением субширотного простирания (F₈). Участок «2» выделяется на север от участка 1 в северо-восточной части площади. Отмечается моноклиналиное погружение в северо-западном направлении и только по изогипсе - 200 м структура имеет замыкание, ее размеры составляют 1,4 х 0,4 км, при амплитуде менее 25 м. Раскрытие структуры происходит в северо-восточном направлении. Участок «3» выделяется к востоку от разлома F₅, отмечается моноклиналиное погружение пород в юго – западном направлении. рис. 2.1.2.

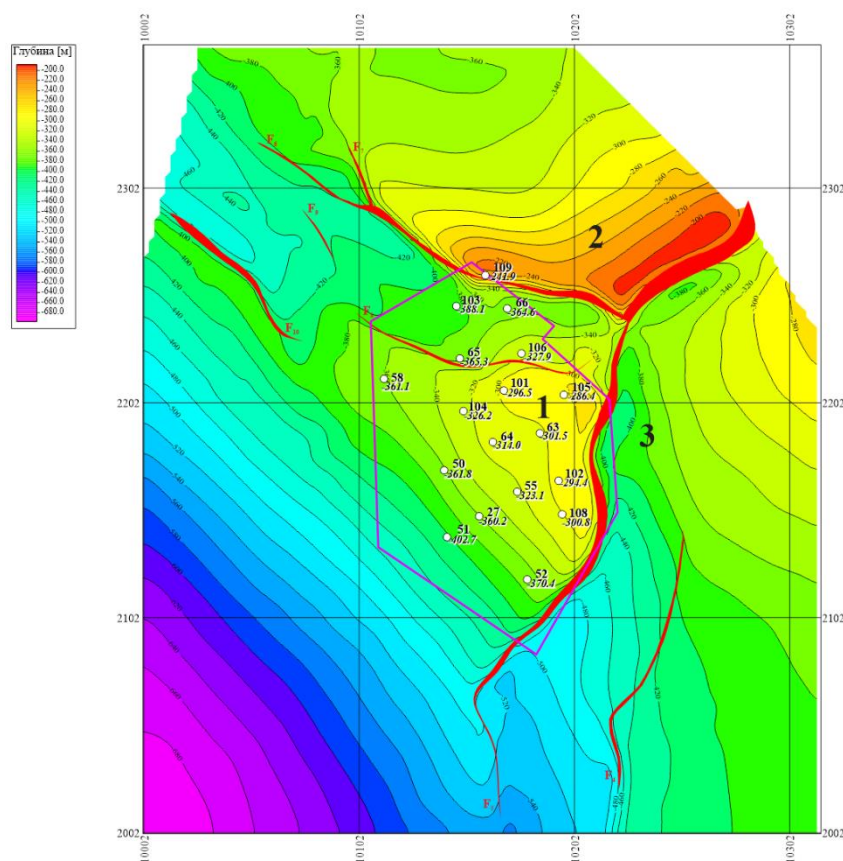


Рисунок 2.1.2 - Структурная карта по ОГ III (подошва нижнемеловых отложений)

Структурная карта по ОГ V_{bas} (кровля базальных песчаников в подошве юры над разновозрастной поверхностью доюрского комплекса), тектонический план так же как и по вышележащим меловым отложениям зависим от соляного тектогенеза, поэтому также допустимо деление площади на три участка 1, 2 и 3. Участок «1» расположен в центральной части площади 3Д и ограничен тектоническим нарушением, субширотного (F_6), и субмеридионального простирания (F_5). В пределах участка выделяется структура тектонически-экранированного типа. Размеры которой по изогипсе -620 м составляют 2,8 x 2,2 км, при амплитуде 100 м. Структура осложнена малоамплитудным тектоническим нарушением субширотного простирания (F_8). Участок «2» выделяется в северо-восточной части площади и ограничен, тектоническими нарушениями F_5 и F_6 . Моноклиальное погружение в северо-западном направлении. Участок «3» выделяется на восток от участка 1 и с запада ограничен тектоническим нарушением субмеридионального простирания (F_5). Отмечается моноклиальное погружение пород в юго – юго-западном направлении рис. 2.1.3.

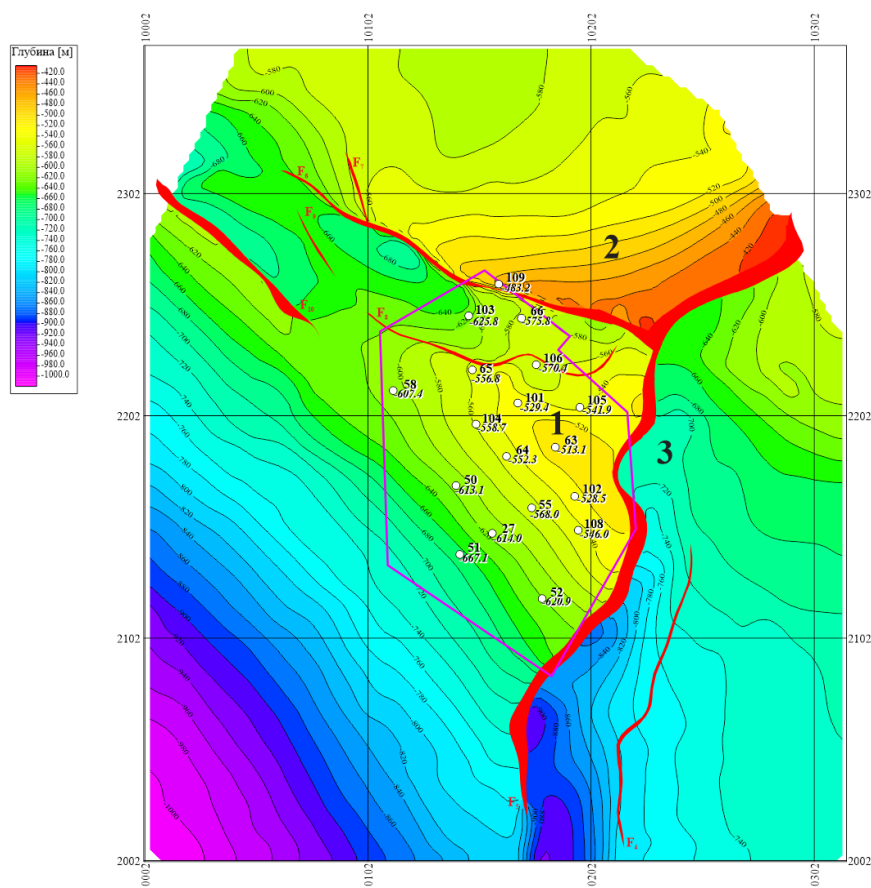


Рисунок 2.1.3 - Структурная карта по ОГ V_bas (крюля базальных песчаников в подошве юры над разновозрастной поверхностью доюрского комплекса)

Структурная карта по ОГ VI (крюля соли) - структурный план горизонта выражен, преимущественно, в моноклинальном погружении в юго-восточном направлении. Колебание кровельной части соли от -2400 м, в наиболее погруженной юго-восточной части, до -600 м в наиболее приподнятой – северо-восточной части. При этом площадное распространение занимает более 60 процентов в восточной части участка работ. Общая высота соляного купола составляет более 3400 м. Горизонт закартирован только в зоне распространения свода соляного купола и отсутствует в западной и северной частях территории съемки. Западная часть территории представляет собой бессолевую мульду. В северной части соль из солевого диапира была отжата и на небольшой площади переотложена в виде соляного покрова. В зоне отжатой из купола соли породы двух межсолевых мульд, заполненных породами верхней перми, практически смыкаются между собой. В этом районе, на северо-западе участка, наблюдается только остаток соляного карниза и остатки соляного диапира шириной до 100-200 м (рис. 2.1.5).

В данном отчете, для определения геометрии залежей нефти и газа и линии ограничения распространения продуктивного горизонта на востоке в месте их контакта со склоном соли и под соляным карнизом были построены две поверхности. Первая-это поверхность кровли продуктивного горизонта (с углами наклона около 16°), и вторая-это

поверхность карниза и сопряженная с ним плоскость склона соли (имеющая углы падения около $105-115^\circ$ с наклоном на запад). Затем, с помощью программного обеспечения «Petrel», были определены линии пересечения этих двух поверхностей в пространстве (рис. 2.1.3).

Структурная карта по ОГ VI-1 (кровля карниза) представляет собой план поверхности и боковой стенки соленосного купола, т.е. его, карнизную часть. Общая высота данного карниза составляет около 2000 м. Площадное распространение определяется центральной частью участка работ (рис. 2.1.4).

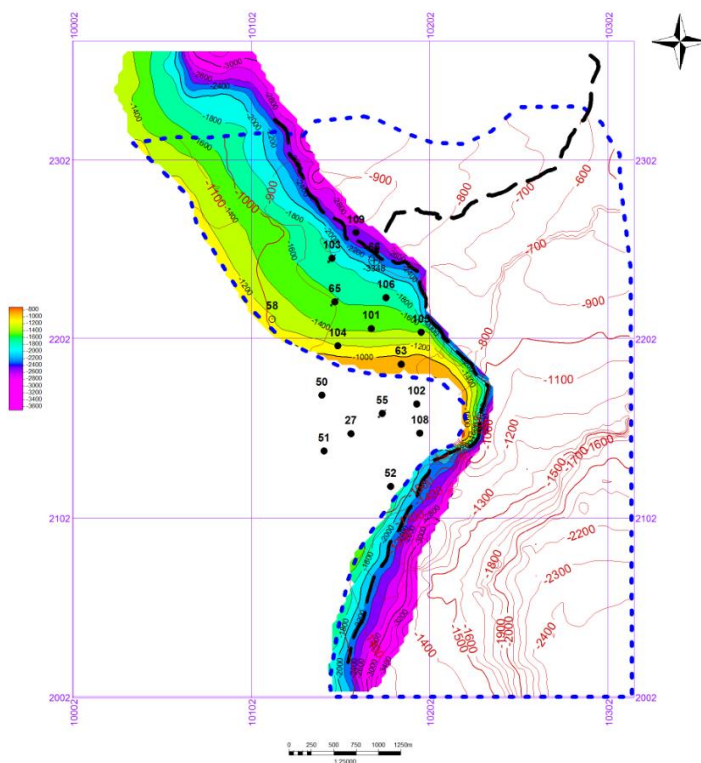


Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по ОГ VI-1 (кровля карниза)

Структурная карта по ОГ VI-2 (кровля соли под карнизом) представляет собой поверхность погруженной части соленосного тела (основание диапира). Площадное распространение определяется центральной частью участка работ. Данный горизонт был вскрыт единственной скважиной №66. Диапазон глубин залегания составляет от -3200 м в восточной части до -4200 м в северо-западной части участка работ (рис. 2.1.5).

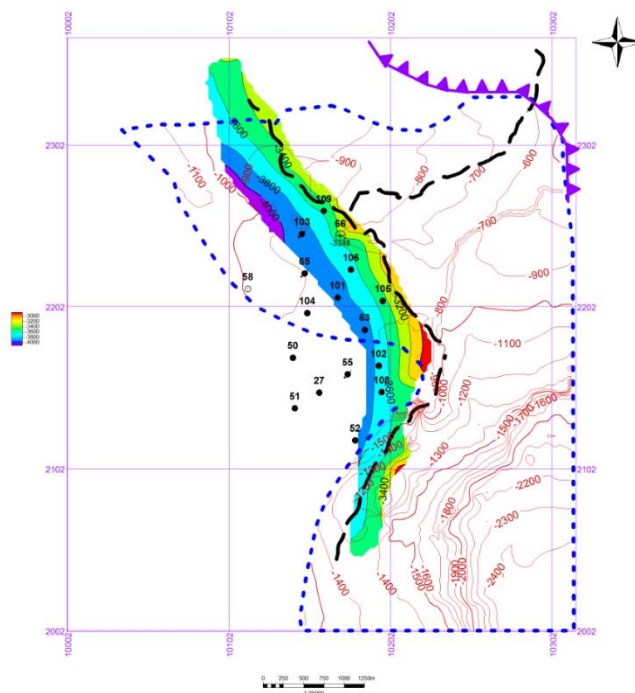


Рисунок 2.1.5 - Структурная карта по ОГ VI-2 (кровля под карнизом)

Структурная карта по ОГ VI-1 (кровля северо-восточного карниза). Общая высота поверхности нависания составляет более 1400 м. Площадное распространение определяется северо-восточной частью рассматриваемого участка работ. Размер – 4,4 x 0,8 км (рис. 2.1.6).

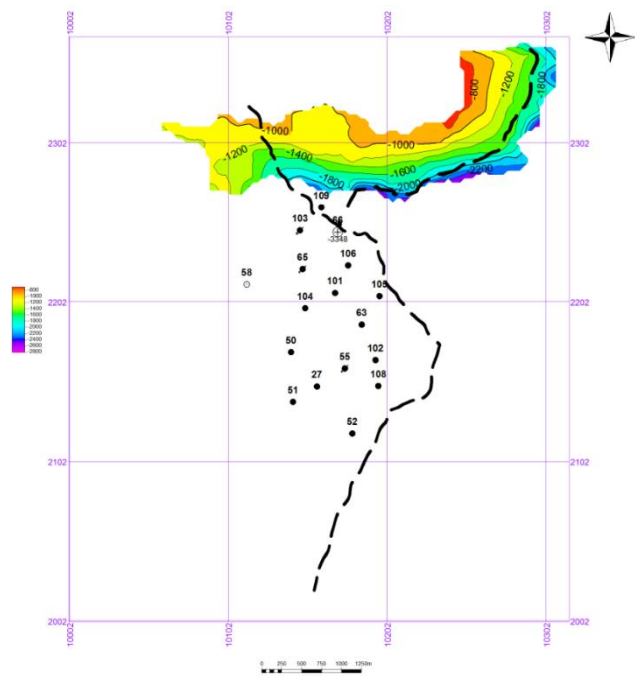


Рисунок 2.1.6 - Структурная карта по ОГ VI-1 (кровля северо-восточного карниза)

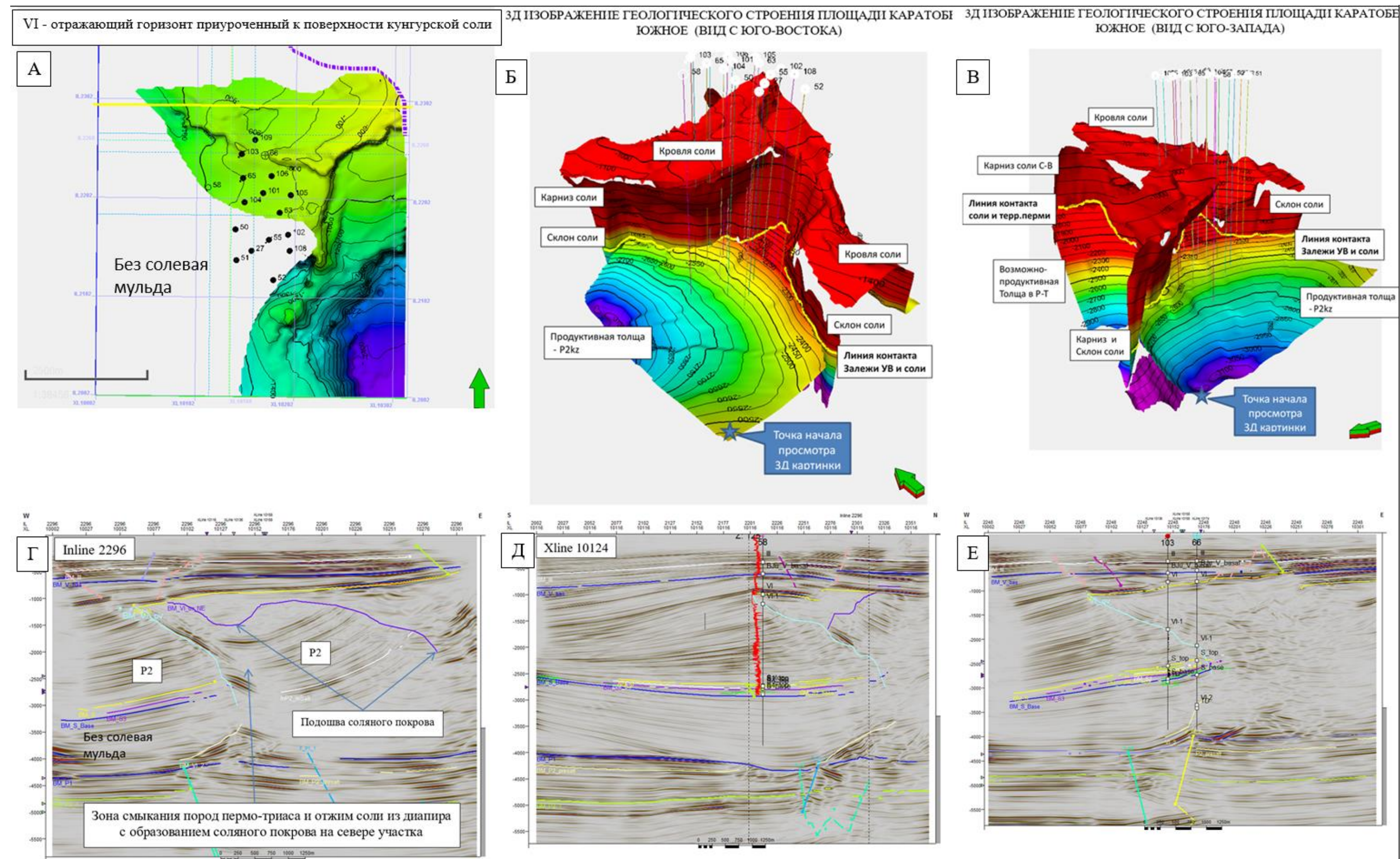


Рисунок 2.1.7 - Карта и пример сейсмической интерпретации соляного купола, и наличие соляных карнизов на севере участка

Структурная карта по ОГ S (кровля казанских отложений) - продуктивный комплекс имеет свое развитие в толще казанского яруса верхней перми. Данный горизонт характеризует кровельную часть продуктивного комплекса. Ловушка подкарнизного типа, моноклинально погружающаяся в западном – северо-западном направлении. Перепад глубин составляет от -3050 м в наиболее погруженной северной – северо-западной части до -2050 м в центральной части с размерами 4,5х4 км при амплитуде более 1000 м (рис. 2.1.8). Поверхность тектонически не осложнена. В северо-восточной части, в межкупольном участке, также прослеживаются схожие сейсмические фазы, как и в пределах доказанной, пробуренными скважинами, продуктивной части. Была откартирована только кровля продуктивного комплекса, в целях отображения.

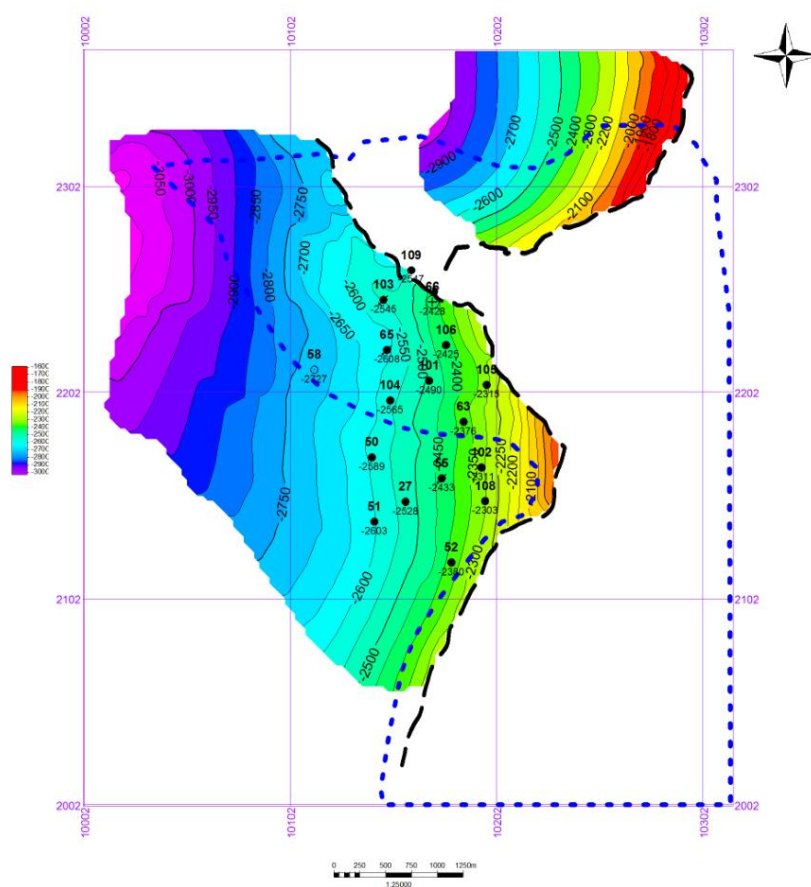


Рисунок 2.1.8 - Структурная карта по ОГ S (кровля казанских отложений)

Структурная карта по ОГ S_base (подошва продуктивного горизонта). Данный горизонт характеризует подошвенную часть продуктивного комплекса, имеющего развитие преимущественно в центральной части рассматриваемого участка. Перепад глубин составляет от -3200 м в наиболее погруженной северной – северо-западной части до -2350 м в центральной части. Размеры составляют 6х4 км, при амплитуде более 900 м рис. 2.1.9.

Полученные структурные построения по отражающим горизонтам ОГ S и S_base, легли в основу для создания геологической модели месторождения Каратобе Южное в рамках данного отчета.

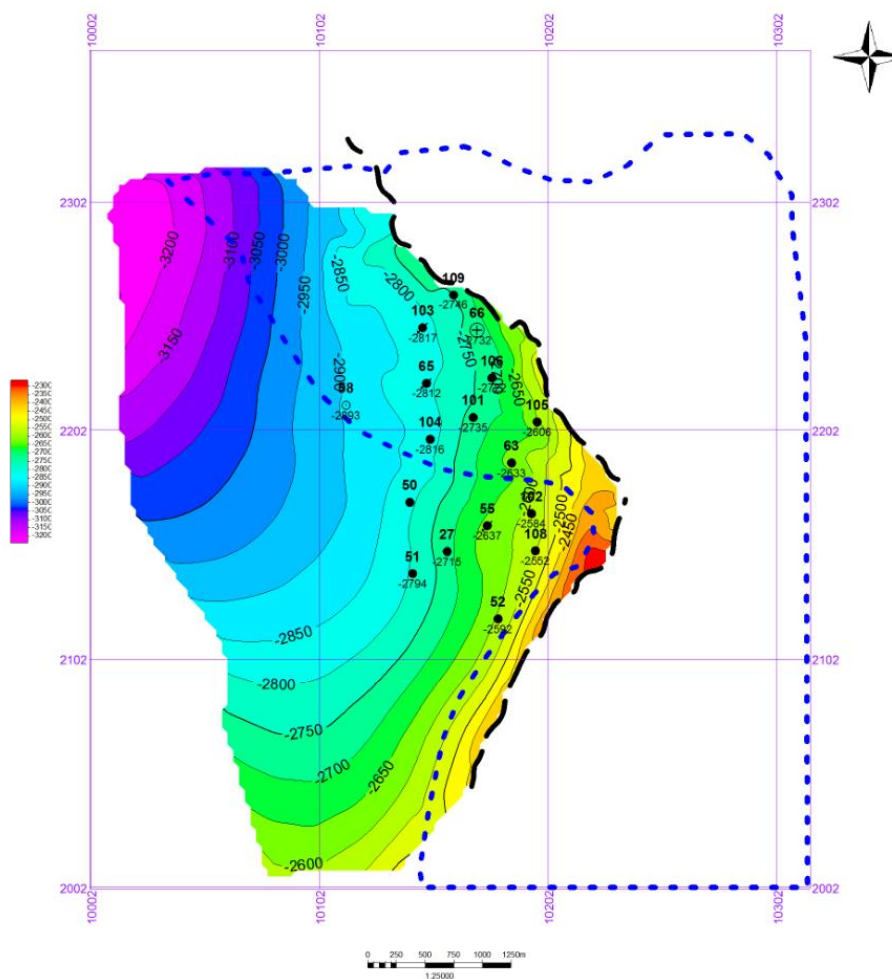


Рисунок 2.1.9 - Структурная карта по ОГ S_base (подошва продуктивного горизонта)

2.1.3 Нефтегазоносность

По результатам проведения геологоразведочных работ на месторождении Каратобе Южное - материалам бурения 23 скважин, данным опробования в колонне и испытаниям в процессе бурения, ГИС, установлено наличие одной нефтяной залежи в верхнепермских отложениях казанского яруса. В настоящей работе вся продуктивная толща является единым объектом подсчета, так как при детальной корреляции разреза от скважины к скважине проследить одноименные пласты трудно, поскольку их толщины, количество меняются в разрезе и нет надежных глинистых пережимов, прослеживаемых по всей площади месторождения.

Характерной особенностью месторождения является отсутствие активной законтурной области. Залежь экранирована с трех сторон. Подпор пластовых вод на залежь осуществляется с запада, но при разработке месторождения активность пластовых вод не была проявлена и пластовое давление в зонах отбора интенсивно снижается. Режим залежей характеризуется как упруго-замкнутый.

За отчетный период с 01.07.2023г. по 01.01.2026г. пробурена эксплуатационная скважина №112.

Казанский продуктивный горизонт распространен повсеместно и вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта по площади изменяется от 195,2 до 276,1 м. Это объясняется размывом кровельной части продуктивного горизонта в скважинах №№50, 51, 52, 61, 109. В пределах залежи выделяются от 6 до 68 пластов-коллекторов (пропластков) толщиной от 0,4 до 14,3 м. Суммарная эффективная толщина по скважинам изменяется от 16,3 до 141 м. Нефтенасыщенная толщина варьирует от 2,3 до 141 м и в среднем составляет 70,9 м. Водонасыщенная толщина колеблется в пределах 4,3 и 28,2 м и вскрыта в скважинах №№58, 65, 103, 104. Коэффициент песчанистости составляет 0,29, а коэффициент расчлененности равен 35,7. Горизонт вскрыт 21 скважинами, 14 из которых вскрыли нефтенасыщенную толщину, 4-нефтеводонасыщенную и 3 скважины замещены непроницаемыми породами.

Промышленная нефтеносность пласта доказана опробованием 9 скважин №№27, 50, 51, 52, 55, 63, 64, 65, 66.

Так, в **скважине №27** при испытании через щелевой фильтр, установленный в интервале 2689-2844 м (-2538,6-2692,9 м), был получен промышленный приток нефти дебитом 20 м³/сут через 4 мм штуцер.

В **скважине №50** при опробовании в колонне интервала 2860-2913 м (-2715,8-2768,8 м) получена нефть дебитом 23,4 м³/сут, через штуцер диаметром 4 мм. Далее, при опробовании в колонне интервала 2823-2846 м (-2678,9-2701,8 м) был получен приток нефти дебитом 67,8 м³/сут через штуцер диаметром 6 мм. В этой же скважине при опробовании интервала 2748-2782 м (-2604-2637,9 м) получен приток нефти с газом дебитами 48 м³/сут и 6,28 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере. При повторном совместном опробовании интервалов 2777-2806 м (-2632,9-2661,9 м), 2818-2828 м (-2673,9-2683,9 м), 2833,0-2846 м (-2688,8-2701,8 м), 2853-2875 м (-2708,8-2730,8 м) получен приток нефти дебитом 43 м³/сут через 6мм штуцер.

В **скважине №51** при опробовании в колонне интервала 2830-2869 м (-2695,7-2734,6 м) получен приток нефти дебитом 17 м³/сут через 4 мм штуцер.

В **скважине №52** при опробовании в колонне интервалов 2641-2650 м (-2506,4-2515,4 м), 2648-2652 м (-2513,4-2517,4 м), 2656-2666 м (-2521,4-2531,4 м), 2674-2685 м (-2539,4-2550,3 м) получен приток нефти дебитом перелива 1 м³ через 2 мм штуцер. При опробовании интервалов 2593-2601 м (-2458,5-2466,5 м), 2574-2578 м (-2439,6-2443,6 м) приток не получен.

В **скважине №55** при опробовании в колонне интервала 2803-2815 м (-2645,2 - 2657,2 м) приток не получен. Далее, при опробовании в колонне интервала 2755-2770 м (-2597,3-2612,2 м) был получен приток нефти дебитом 12 м³/сут. через штуцер диаметром 4

мм. В этой же скважине при опробовании интервала 2711-2737 м (-2553,4-2579,4 м) получен приток нефти дебитом 60 м³/сут на 5 мм штуцере. При опробовании в колонне интервала 2615-2635 м (-2457,7-2477,6 м) получен приток нефти дебитом 19,6 м³/сут через 4 мм штуцер. При повторном совместном опробовании интервалов 2615-2635 м (-2457,7-2477,6 м), 2650-2662 м (-2492,6-2504,6 м), 2671-2704 м (-2513,5-2546,5 м), 2711-2741 м (2553,4-2583,3 м), 2755-2770 м (-2597,3-2612,2 м) получен приток нефти дебитом 68 м³/сут через 6 мм штуцер.

В скважине №58 при опробовании в колонне интервала 2975-2990 м (-2832,1-2847,1 м) получен слабый приток воды дебитом 2,45 м³/сут при Нср.дин = 944 м. Далее, при раздельном опробовании интервалов: 2897-2915 м (-2754,1-2772,1 м); 2860-2885 м (-2717,1-2742,1 м); 2875-2905 м (-2732,1-2762,1 м) приток не получен.

В скважине №59 при раздельном опробовании в колонне пяти интервалов: 2790-2810 м (-2647,7-2667,6 м); 2765-2778 м (-2622,8-2635,8 м); 2727-2752 м (-2585,0-2609,9 м); 2710-2727 м (-2568,1-2585,0 м); 2680-2710 м (-2538,3-2568,1 м) приток не получен.

В скважине №61 при раздельном опробовании в колонне интервалов: 2874-2891 м (-2741,3-2758,3 м); 2858-2870 м (-2725,3-2737,3 м); 2842-2853 м (-2709,3-2720,3 м) приток не получен.

В скважине №63 при опробовании в колонне интервалов 2777-2792,5 м (-2613,5-2628,9 м), 2761-2768 м (-2597,6-2604,5 м) приток не получен. Далее, при опробовании в колонне интервала 2730-2746 м (-2566,8-2582,7 м) получен приток нефти с газом дебитами 67,2 м³/сут и 2,637 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере. В этой же скважине при опробовании интервала 2676-2712 м (-2513,1-2548,9 м) получен приток нефти с газом дебитами 58,8 м³/сут, и 5,74 тыс.м³/сут на 6 мм штуцере. При опробовании в колонне интервала 2610-2665 м (-2447,5-2502,2 м) получен приток нефти с газом дебитами 65,4 м³/сут, и 6,23 тыс.м³/сут через 6мм штуцер. При опробовании интервала 2567-2600 м (-2404,8-2437,6 м) получен приток нефти с газом дебитами 30 м³/сут и 1,9 тыс.м³/сут на 4,5 мм штуцере. При повторном совместном опробовании интервалов 2567-2600 м (-2404,8-2437,6 м), 2610-2670 м (-2447,5-2507,2 м), 2676-2712 м (-2513,1-2548,9 м), 2718-2723 м (-2554,9-2559,8 м), 2730-2747 м (-2566,8-2583,7 м) получен приток нефти с газом дебитами 193 м³/сут и 10,23 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере.

В скважине №64 при опробовании в колонне интервала 2824-2851 м (-2670,1-2696,9 м) получен приток нефти с газом дебитами 17,7 м³/сут и 1,459 тыс.м³/сут на 4 мм штуцере. Далее, при опробовании в колонне интервала 2736-2772 м (-2582,7-2618,4 м) получен приток нефти с газом дебитами 73,5 м³/сут и 4,401 тыс.м³/сут на 6мм штуцере. В этой же скважине при повторном совместном опробовании интервалов 2684-2687 м (-2530,9-2533,9

м), 2693-2706 м (-2539,9-2552,8 м), 2736-2776 м (-2582,7-2622,4 м), 2788-2810 м (-2634,3-2656,2 м), 2723-2732 м (-2569,7-2578,7 м) получен приток нефти с газом дебитами 92 м³/сут и 0,794 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере.

В скважине №65 при опробовании в колонне интервала 2935-2955 м (-2792,8-2812,6 м) получен слабый приток воды дебитом 0,75 м³/сут при Нср.дин=1174,1 м. Далее, при опробовании интервала 2877-2900 м (-2735,2-2758,1 м) приток не получен. В этой же скважине при опробовании интервала 2870-2885 м (-2728,2-2743,1 м) получен приток нефти с газом дебитами 22 м³/сут, и 2,567 тыс.м³/сут, соответственно на 4 мм штуцере. При опробовании в колонне интервала 2842-2885 м (-2700,4-2743,1 м) получен приток нефти дебитом 96 м³/сут через 8 мм штуцер. При повторном совместном опробовании интервалов 2774-2782 м (-2632,9-2640,8 м), 2790-2796 м (-2648,7-2654,7 м), 2804-2812 м (-2662,6-2670,6 м), 2818-2835 м (-2676,5-2693,4 м), 2842-2900 м (-2700,4-2758,1 м) получен приток нефти с газом дебитами 129 м³/сут и 9,41 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере.

В скважине №66 при опробовании в колонне интервала 2825-2843 м (-2678,3-2696,2 м) получен незначительный приток нефти с газом. Далее, при опробовании в колонне интервалов 2713-2728 м (-2566,5-2581,5 м), 2765-2795 м (-2618,5-2648,4 м) получен приток нефти дебитом 60 м³/сут на 4 мм штуцере. В этой же скважине при опробовании интервала 2632-2675 м (-2485,6-2528,6 м) получен приток нефти дебитом 79,8 м³/сут на 6 мм штуцере. При повторном совместном опробовании интервалов 2632-2675 м (-2485,6-2528,6 м), 2713-2728 м (-2566,5-2581,5 м), 2732-2755 м (-2585,5-2608,5 м), 2765-2795 м (-2618,5-2648,4 м) получен приток нефти с газом дебитами 165 м³/сут и 10,44 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере.

В процессе эксплуатационного разбуривания были получены притоки нефти из залежи в скважинах №№101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 116, 64Д. После ПЗ-2001г в водонефтяной зоне пробурены две скважины №№103, 104. По промыслово-геофизической интерпретации в скважинах №№103, 104 коллекторы нефтенасыщенны до отметок -2781,1 м и -2770,0 м, а водонасыщенные коллекторы прослеживаются с отметок -2782,1 м и -2830,8 м соответственно. Также после переинтерпретации данных РИГИС в скважине №65 был выделен прямой контакт на отметке минус -2782,8 м. ВНК принят по скважине №65 на отметке минус **2782,8 м**.

Площадь нефтеносности равна 6009 тыс.м², высота с учетом принятого ВНК более 562,4 м. По типу природного резервуара залежь подкарнизная, пластовая, литологически ограниченная с севера и юга с востока экранирована поверхностью крутого склона соляного массива.

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

В настоящей работе вся продуктивная толща является единым объектом подсчета, так как при детальной корреляции разреза от скважины к скважине проследить одноименные пласты трудно, поскольку их толщины, количество меняются в разрезе и нет надежных глинистых пережимов, прослеживаемых по всей площади месторождения.

Анализ результатов исследования керна. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивной толщи изучена по материалам исследования керна 25 пробуренных на месторождении скважин: 9 поисковых (27, 50, 51, 52, 53, 55, 58, 59, 60); 6 разведочных (61, 62, 63, 64, 65, 66); 9 эксплуатационных (101, 102, 104, 105, 106, 108, 109, 112, 116); 1 нагнетательной (103).

Проходка с отбором керна выполнена по всем вскрытым стратиграфическим единицам начиная с нижнетриасового и заканчивая нижнепермскими. Всего с отбором керна пройдено 3055,64 м, общий линейный вынос керна составил 2578,06 м или 84,37% от проходки. Количество проанализированных образцов составляет 1974 образца, в том числе 1940 образцов приходится на продуктивный горизонт.

По образцам кернового материала исследованы коллекторские свойства, которые включают следующие параметры: открытая и полная пористость, проницаемость, плотность объёмная и минералогическая, гранулометрический состав и карбонатность.

В качестве нижнего предела проницаемости принято значение равное 1 мД, граничное значение пористости – 11%.

Таким образом, по данным керна получены граничные значения проницаемости, пористости, глинистости, коэффициент цементации «m» и коэффициент насыщения «n» необходимые при интерпретации ГИС.

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки нефтенасыщенности толщин, коллекторских свойств пластов-коллекторов.

На дату составления текущего отчёта на месторождении Каратобе Южное пробуренный фонд составляет 30 единиц, из них 1 скважина (112) пробурена после отчета «Анализа разработки - 2023 г.».

В настоящей работе выполнена интерпретация материалов ГИС по новой скважине 112 и скважине 116.

Исследуемые продуктивные пласты приурочены к верхнепермским красноцветным терригенным отложениям. Среди мощной толщи этих преимущественно глинистых пород

выделяются песчано-алевритовые, песчаные, редко гравелитово-конгломератовые слои, являющиеся породами-коллекторами.

Бурение скважин в продуктивной части разреза проводилось до 2000-х годов долотом диаметром – 190 мм, а после – 216 мм.

В скважинах «старого фонда» в качестве промывочной жидкости использовался глинистый и глинисто - полимерный раствор с удельным весом 1,14-1,35 г/см³, вязкостью 45-95 сек, сопротивлением раствора при стандартных условиях – 0,1-0,08 Ом*м. В новых скважинах в качестве промывочной жидкости использовался полимерный раствор с удельным весом 1,19 - 1,29 г/см³, вязкостью 45 - 49 сек, сопротивлением раствора при стандартных условиях – 0,06 Ом*м.

В качестве утяжелителя применялся барит и химреагенты, как бишофит, крахмал, КМЦ и др.

Применение таких видов растворов отрицательно сказывалось на показания ГГК_П и ИК, что ограничивает их применение при интерпретации ГИС. Негативно сказывается на фильтрационных свойствах прискважинных зон коллекторов, образуя зону кольматации.

При средней минерализации 318 г/л и температуре 50°C сопротивление пластовой воды также составляет 0,025 Ом*м.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах месторождения были выполнены сервисными компаниями АО «Компания ГИС», АО «Казпромгеофизика» и «Weatherford». В новых скважинах 112 и 116 промыслово-геофизические исследования были проведены 06.05.2024 г. и 17.07.2022 г. соответственно сервисной компанией АО «Казпромгеофизика».

Комплекс промыслово-геофизических исследований проводился как в открытом, так и в закрытом стволе скважин.

В открытом стволе скважин проведены следующие методы ПС, КС, КВ, ГК, НГК, ННКт, БК, ИК, МБК, МКЗ, БКЗ, АК, ГГКп, СГК. Запись ГИС удовлетворительного качества и позволяет на качественном и количественном уровне выявить в изучаемом разрезе коллектора, количественно оценить их емкостные свойства.

Для контроля пространственного положения ствола скважины выполнялась инклинометрия приборами ИК-2, ИТ-200. Отсчеты велись по точкам через 20-25 м по всему стволу скважины.

В 2013г в скважине 109 компанией «Weatherford» проведены исследования по испытанию пластов с применением многократного испытателя пластов на кабеле Compact MFT.

Из специальных методов ГИС в скважине 112 проводилось гидродинамическое исследование, включающее гидродинамический каротаж (ГДК) и опробование пластов (ОПК). Работы проведены 17.07.2024 г. сервисной компанией АО «Казпромгеофизика».

Виды и объемы ГИС в закрытом стволе.

Для оценки качества цементирования и целостности колонн использовались термометрия и акустическая цементометрия (АКЦ).

В 2006, 2008, 2011, 2012 и 2014гг. в скважине 101 проведены исследования по определению профиля притока, выполнены компаниями ТОО "West Geo Technology" (2018г.), ТОО «НурОйлСервис» (2012г., 2014г.).

С целью контроля за разработкой месторождения за отчетный период с 01.01.2023г. по 01.01.2026г. компанией АО «Казпромгеофизика» были выполнены следующие геофизические исследования:

- в скважинах 55, 65, 101, 102, 103, 105, 107, 109, 110, 111, 112 проведены исследования по определению технического состояния колонны;
- в скважинах 55, 65, 103, 107 проведены исследования по определению профиля приемистости.
- в скважине 105 проведено исследование по определению текущего состояния нефтенасыщенности ИННК (импульсный нейтрон-нейтрон каротаж).

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”, базовыми кривыми для определения пористости Кп/НГК (NPHI), ГГКп и АК.

Глинистость оценивалась по кривым ГК, ПС и БК как в комплексе, так и отдельно. При расчете объемной глинистости применялась формула двойного разностного параметра и зависимость Ларионова В.В.

Для расчета пористости использовались кривые ГГКп, $K_{побщ}ННК (W)$ и АК. Предварительно кривые ГГКп, АК и $K_{побщ}ННК$ были нормализованы.

Коэффициент водонасыщенности (K_v) по данным ГИС был определен по уравнению Арчи для чистых неглинистых коллекторов.

Петрофизические зависимости и применяемые граничные значения для данного месторождения описаны выше.

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

В новых проектных скважинах при проведении каротажа ГИС для определения более точного водонефтяного контакта дополнить комплекс индукционным каротажом по электропроводимости, активной и реактивной составляющей (CILD_A, CILD_R).

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Сравнение характеристики толщин горизонтов представлена в таблице 2.2.1; сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.1 – Сравнение характеристики толщин горизонтов

Толщина	Наименование	P _{2kz}
Общая	Средняя, м	208,8
	Коэффициент вариации	0,197
	Интервалы изменения, м	113,2-290,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	81,1
	Коэффициент вариации	0,464
	Интервалы изменения, м	2,3-141
Водонасыщенная	Средняя, м	14,0
	Коэффициент вариации	0,691
	Интервалы изменения, м	4,3-28,2
Эффективная	Средняя, м	83,4
	Коэффициент вариации	0,250
	Интервалы изменения, м	16,3-141

Таблица 2.2.2 – Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
P _{2kz}	30	0,32	0,392	0,1-0,5	38	0,421	6-68

Результаты оценки коллекторских свойств пласта и их насыщенности приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
P_{2kz}				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	16	16	-
	Количество определений	1077	1232	-
	Среднее значение	67,07	0,172	-
	Коэффициент вариации	1,89	0,15	-
	Интервал изменения	1,01-1950	0,113-0,239	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	25	25
	Количество определений	-	922	881
	Среднее значение	-	0,16	0,61
	Коэффициент вариации	-	0,11	0,13
	Интервал изменения	-	0,12-0,24	0,40-0,83
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	16	-	-
	Количество определений	82	-	-
	Среднее значение	0,28	-	-
	Коэффициент вариации	4,24	-	-
	Интервал изменения	0,0001-8,64	-	-

Литолого-петрографический разрез *продуктивного горизонта казанских отложений* представлен в основном песчаными породами с маломощными, прослоями алевролитов, и аргиллитовыми разностями пород. Песчаники мелкозернистые, глинисто-известковистые, в основном, однотипные, окраска их кирпично-коричневая с некоторым более ожелезненным либо более серым оттенком в разных участках интервала. Алевролиты песчаные, известковые, кирпично-красные, плотные. Аргиллитоподобные разности пород плотные, темно-кирпично-коричневого цвета, макроскопически однородные, со слабо выраженной горизонтальной слоистостью.

По 1232 кондиционным образцам керна 16 скважин среднее значение открытой пористости составляет 0,172 доли ед., изменяясь от 0,113 до 0,239 доли ед., среднее значение проницаемости по 1077 образцам составляет $67,07 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, изменяясь в интервале $1,01\text{-}1950 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Нефтенасыщенность колеблется в пределах 0,40-0,83 доли ед., в среднем составляя 0,61 доли ед., пористость меняется от 0,12 до 0,24 доли ед., в среднем равна 0,16 доли ед.

По данным гидродинамических исследований проницаемость изменяется в пределах от $0,053$ до $39 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, составляя в среднем $7,16 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

В таблице 2.2.4 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.4 - Сравнение статистических рядов распределения проницаемости горизонта

№№ п/п	Интервалы изменения (10^{-3} мкм^2)	По данным лабораторного изучения керна
		Число случаев
		P_{2kz}
1	1-10	327
2	10-100	544
3	100-200	118
4	200-300	45
5	300-400	20
6	400-500	10
7	500-600	4
8	600-700	2
9	700-800	2
10	800-900	1
11	900-1000	-
12	1000-2000	4

Сравнение коллекторских свойств, определенных по керну, и ГИС показывает, что значения пористости (Кп) по обоим методам близки по значениям. Для расчётов рекомендуется использовать значение Кп по геофизическим данным, так как они позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов: количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС значительно, превышают количество, охваченное исследованиями по керну.

Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям.

Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна. Поэтому, для расчетов предлагается использовать значения проницаемости по гидродинамическим исследованиям.

2.3 Физико-химический состав и свойства нефти, газа и воды

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

За отчетный период после «АРМ-2023» на месторождении отбор и исследования новых проб нефти и газа не отобраны.

Свойства пластовой нефти месторождения Каратобе Южное исследованы по 27 глубинным и 3 рекомбинированным пробам. Исследования проб пластовой нефти были проведены в лабораториях СП "Аспан", "Геосентез", АО «КазНИГРИ», АО «НИПИнефтегаз» и ТОО НИИ "Каспиймунайгаз".

По пробам проведены нижеследующие виды исследований: однократное и дифференциальное разгазирование, исследования при постоянной массе (ССЕ), определение составов нефти и растворенного газа, физико-химическая характеристика дегазированной нефти.

Диапазоны изменения и средние параметры пластовой нефти по результатам стандартной сепарации представлены в таблице 2.3.1. Замеренные параметры нефти в пластовых условиях по всем пробам представлены в таблице П.2.3.1.

В процессе анализа полученных данных по пробам, замеренные параметры нефти по всем пробам были проверены по критериям отбраковки:

1. По аномальному отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. Были построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание (P_b-GOR), плотность пластовой нефти - газосодержание (ρ_r-GOR), объемный коэффициент - газосодержание ($Bo-GOR$), вязкость пластовой нефти – плотность пластовой нефти (рис.2.3.1-2.3.4).
2. По значениям, выходящим за пределы доверительного интервала, оцененного по стандартному отклонению от среднего значения (рис.2.3.5-2.3.8).

Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Горизонт P ₂ kz				
	Количество исследованных		Диапазон изменения		Средние значение
	скважин	проб			
Давление исследования, МПа	8	28	15,3	31,63	23,5
Температура исследования, °С	8	28	53	60	56,5
Давление насыщения, МПа	4	28	9,25	14,4	12
Газосодержание, м ³ /т	7	27	97,4	159	127,8
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	7	27	750,2	762,2	755,7
Вязкость, мПа*с	7	26	0,67	1,59	1,33
Объёмный коэффициент	7	27	1,23	1,36	1,282

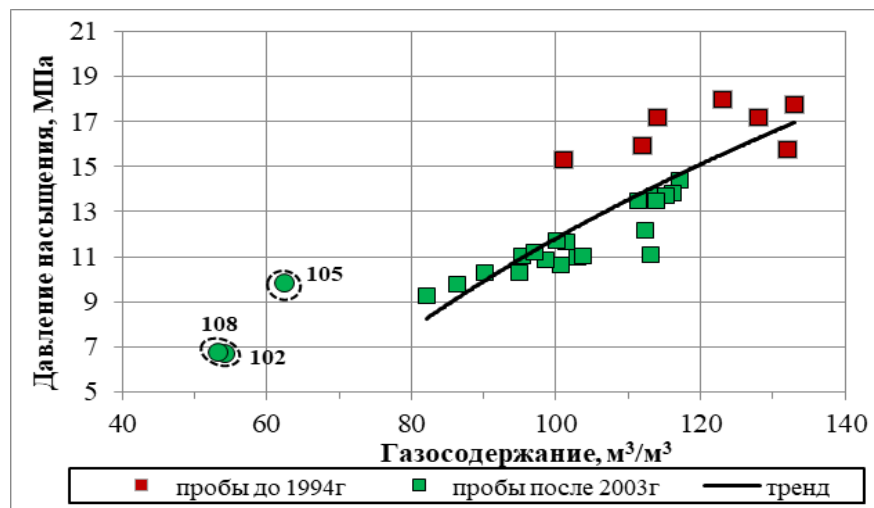


Рисунок 2.3.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания

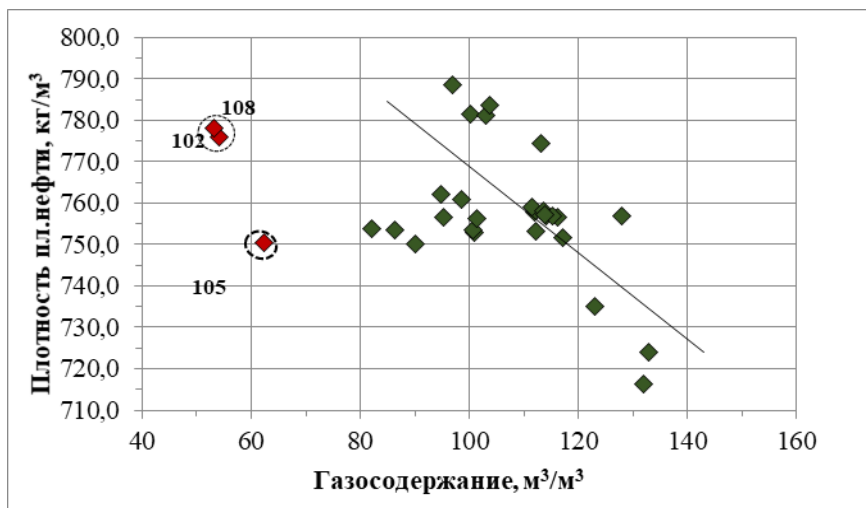


Рисунок 2.3.2 - Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

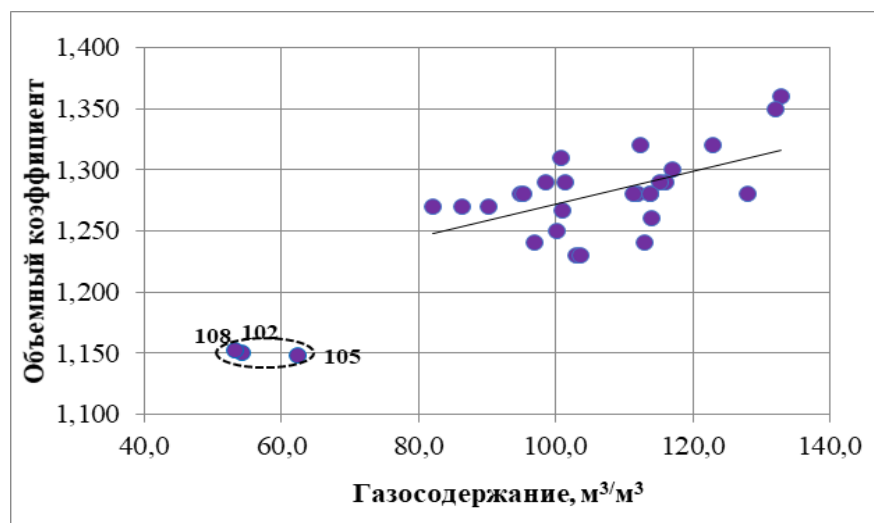


Рисунок 2.3.3 - Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

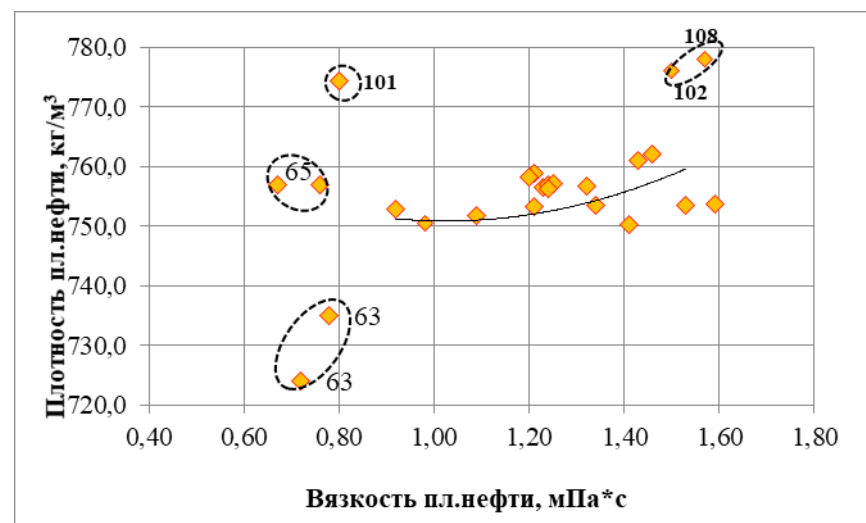


Рисунок 2.3.4 - Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти

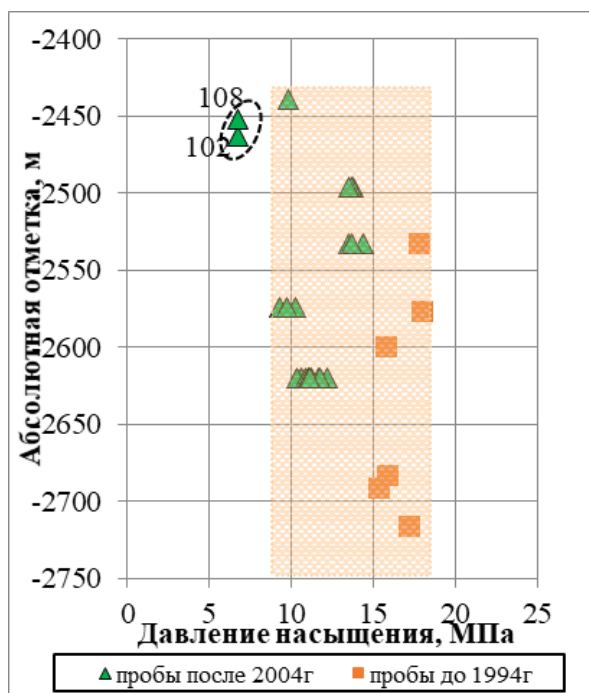


Рисунок 2.3.5 - Изменение давление насыщения с глубиной залегания

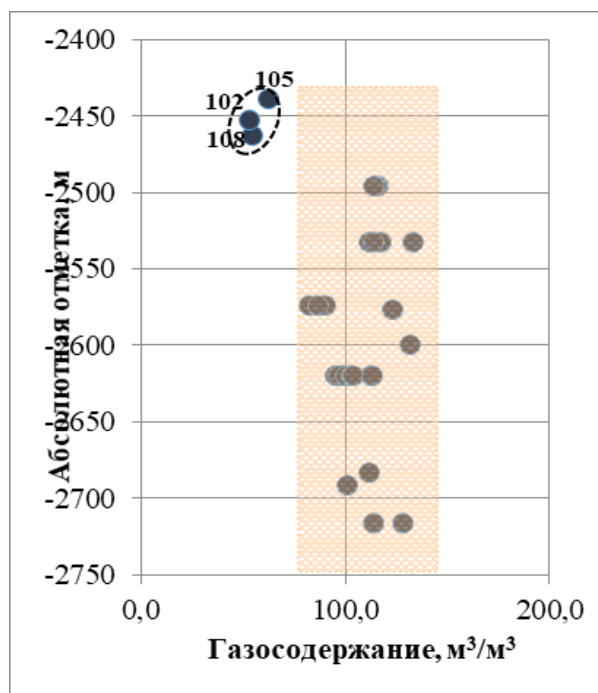


Рисунок 2.3.6 - Изменение газосодержания с глубиной залегания

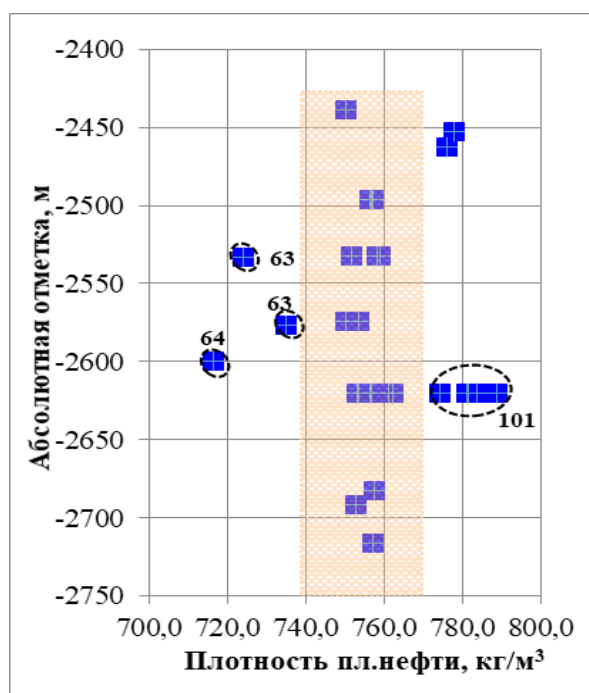


Рисунок 2.3.7 - Изменение плотности пластовой нефти с глубиной залегания

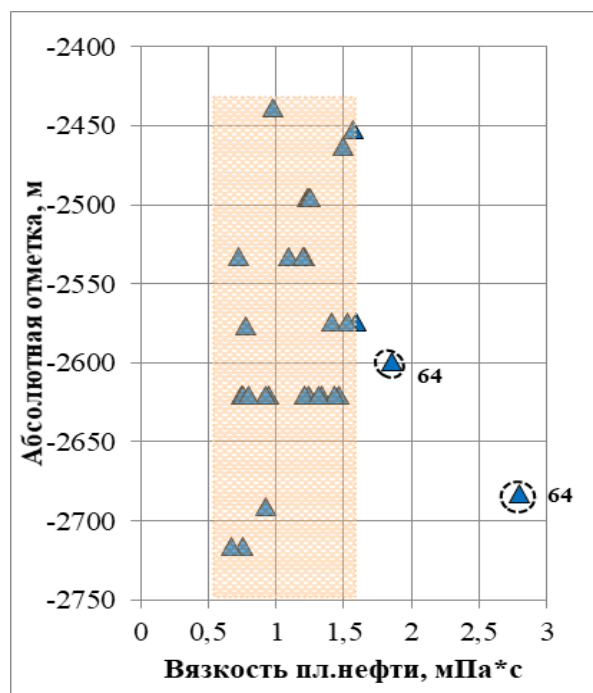


Рисунок 2.3.8 - Изменение вязкости пластовой нефти с глубиной залегания

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Свойства нефти в поверхностных условиях в целом на дату составления отчета исследованы по 28 пробам из 11 скважин. Диапазоны изменения и среднее значения параметров поверхностной нефти представлены в таблице 2.3.2. Замеренные параметры нефти в поверхностных условиях по всем пробам представлены в таблице П.2.3.1. Значения классификационных параметров принимаются в следующем порядке:

Класс нефти.

По результатам анализа содержание серы в составе поверхностной нефти изменяется в пределах 0,03-0,35 масс%, в среднем значение составляет 0,16 масс%. Нефть классифицируется как «малосернистая» и относится к первому классу.

Тип нефти.

Плотность поверхностной нефти в среднем составляет 0,845 г/см³, нефть классифицируется как «легкая» и относится к типу 1.

Группа нефти определялась на основании трех параметров - содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По результатам исследования нефть относится к первой группе.

Содержание парафинов в составе поверхностной нефти в среднем составляет 2,77 масс%, нефть является «парафинистой». По содержанию смол силикагелевых (13,4 масс%) нефть является «малосмолистой». Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С равняется 18,6 мм²/с.

2.3.3 Состав и свойства растворённого газа

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти исследованы по 33 пробам. По принятым 19 пробам, растворенный газ по свойствам является жирным, низкоуглекислым и низкоазотистым. Основным компонентом состава газа является метан, содержание которого в среднем составляет 55,17 моль%. Концентрация этана и пропана в среднем принимается на уровне 12,46 моль% и 14,41 моль%. Неуглеводородная часть растворенного газа представлена углекислым газом (0,06 моль%) и азотом (3,70 моль%). Сероводород в составе газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху равняется 1,130. Состав и свойства растворенного газа представлены в таблице 2.3.3. Компонентный состав и свойства газа по всем пробам представлены в таблице П.2.3.3.

Таблица 2.3.2 - Свойства нефти в поверхностных условиях

Наименование		Горизонт Р2kz			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Плотность, кг/м ³		11	27	830,0-869,0	845
Кинематическая вязкость, мм ² /с					
при 20°C		10	25	9,8-36,9	18,6
50°C		10	25	4,9-16,6	7,76
Температура застывания, °C		10	14	-27	-12,5
Температура вспышки, °C		7	18	2,4-24,0	7,33
Содержание, %	Серы	10	27	0,03-0,35	0,16
	Смолы	6	9	10,07-16,0	13,4
	Асфальтенов	10	25	0,1-3,0	1,33
	Парафинов	10	27	0,32-4,80	2,77
Фракционный состав, %	НК	10	27	47-97	64,6
	до 200 °C	10	26	20,0-31	25,4
	до 300 °C	10	27	41,0-55,0	46,2

Таблица 2.3.3 - Состав и свойства растворенного газа

Наименование	Горизонт P2 kz			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Углекислый газ	4	19	0,02-0,09	0,06
Сероводород	-	-	-	-
Азот	4	19	2,68-5,10	3,7
Метан	4	19	42,82-63,6	55,17
Этан	4	19	9,85-15,2	12,46
Пропан	4	19	11,1-19,6	14,41
и-Бутан	4	19	2,06-3,68	2,72
н-Бутан	4	19	4,80-7,92	6,26
и-Пентан	4	19	1,30-2,15	1,67
н-Пентан	4	19	1,27-2,22	1,67
Гексан+выше	4	19	1,17-2,56	1,86
Относительная плотность по воздуху	4	19	1,034-1,202	1,13

2.3.4 Свойства пластовых вод

На дату составления настоящего отчета на месторождении отбор новых проб воды не проводился. В таблице 2.3.4 приведены результаты анализов проб воды, даны диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовых водах, плотность воды, общая минерализация, pH и т.д.

По классификации В.А. Сулина воды верхнепермских отложений P₂kz из скважины №58 (инт. 2975-2990м) представляют собой весьма крепкие рассолы хлоркальциевого типа, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,63%) и ионов натрия (47,9%). Величина общей минерализации пластовых вод верхнепермских отложений меняется от 314 до 319,9 г/дм³, удельная плотность в среднем составляет 1173 кг/м³. pH среды вод нейтральная равная 6,5 - 6,7. Воды жесткие, общая жёсткость достигает 220 мг-экв/л.

Воды пермских отложений P₁k представлены 1 пробой из скважины №63. По классификации В. А. Сулина вода представляет собой крепкий рассол хлоркальциевого типа. Величина общей минерализации пластовой воды равна 249,2 г/дм³, удельная плотность составляет 1165 кг/м³. pH среда вод кислый, равная 4,2. Общая жесткость вод равна 480 мг-экв/дм³. Микрокомпонентный состав воды представлен содержанием йода – 2,1 мг/дм³, бора – 55 мг/дм³.

Воды альбских отложений слабосолёные, с минерализацией от 2,5 до 3,6 г/дм³ и плотностью 1000 кг/м³. Тип вод – от сульфатно-натриевого до хлормагнезового. Коэффициент метаморфизации равен 0,94-1,47. pH среда вод составляет 7,0-8,3. Общая жёсткость достигает 29,3 мг-экв/л.

Таблица 2.3.4 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Характеристика и содержание		P ₁ kz				P ₂ kz				K ₁ al			
		Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Содержание ионов, мг/дм ³	Cl ⁻	1	1	151673	151673	1	2	192959-189514	191236,5	1	1	1035	1035
	SO ₄ ²⁻	1	1	1008	1008	1	2	1603-1623	1613	1	1	947	947
	HCO ₃ ⁻	1	1	-	-	1	2	268	268	1	1	470	470
	Ca ²⁺	1	1	7114	7114	1	2	3407-3607	3507	1	1	309	309
	Mg ²⁺	1	1	1520	1520	1	2	486-608	547	1	1	168	168
	Na ⁺ +K ⁺	1	1	87848	87848	1	2	118702-120934	119818	1	1	629	629
Содержание металлов, мг/дм ³	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание, , мг/дм ³	бора	-	-	-	-	1	2	36.4-47.6	42	-	-	-	-
	йода	1	1	2,1	2,1	1	2	23.8-23.9	23,80	-	-	-	-
	брома	1	1	55	55	1	2	150-163	156,5	-	-	-	-
	оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание сероводорода, мг/100г		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость, мг-экв/дм ³		1	1	480	480	1	1	220,0	220,0	1	1	29,3	29,3
Суммарная минерализация, г/дм ³		1	1	249,2	249,2	1	2	314,1-319,9	317	2	2	2,5-3,56	3,0
Плотность, кг/м ³		1	1	1165	1165	1	2	1172-1173	1172,5	2	2	1000	1000
Вязкость, мПа·с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тип воды		1	1	ХК	ХК	1	2	ХК	ХК	1	2	ХК	ХК
Примеси, мг/дм ³		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
рН		1	1	4,1	4,2	1	2	6.5-6.7	6,6	2	2	7-8,3	7,7

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В целях прослеживания миграции флюидов в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проведены экспериментальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости в системе вода-нефть, капиллярного давления и смачиваемости пород.

В данном подразделе анализированы специальные исследования по скважинам №№104, 105, 106, 108, 109, 112, 116 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»). Далее приводится анализ результатов экспериментов.

В таблице 2.4.1 представлен комплекс специальных исследований и количество использованных образцов.

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований, проведенных на керне

Вид исследования	Год выполнения анализа	Номер скважины	Количество
Анализ капиллярного давления, образец	2018г – скв. №№104, 105, 106, 108, 109; 2023г – скв. №116; 2025г – скв. №112	№№104, 105, 106, 108, 109, 112, 116	101
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, образец		№№104, 105, 106, 109, 112, 116	40
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец		№№112, 116	35
Смачиваемость, образец			25
Геомеханические исследования горных пород, образец		№№104, 105, 106, 108, 109	11
Лабораторных исследований по определению влияния минерализации и механических примесей закачиваемой воды на фильтрационные свойства породы, модель/образец		№№104, 105, 109	3/9

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности.

Количественно капиллярное давление может быть выражено как разность давлений между двумя несмешивающимися жидкостями, отделенными поверхностью, раздела. Капиллярные силы вместе с гравитационными силами контролируют распределение флюидов в пласте-коллекторе по вертикали. Данные о капиллярном давлении могут применяться для прогноза распространения связанной воды гидрофильной системы по вертикали. Они влияют на продвижение фронта заводнения и соответственно на конечную нефтеотдачу.

Для определения капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны одновременно с измерением электрических сопротивлений и остаточной водонасыщенности использовали систему PLS-200 с четырьмя гидростатическими кернодержателями.

В эксперименте по капиллярному давлению участвуют 101 образец керна из скважин №№104, 105, 106, 108, 109, 112, 116 отобранный из верхнепермского горизонта. Образцы

обладают пористостью от 6,3 до 24%, в среднем 18,26% и проницаемостью от 0,01 до 366,67 мД, в среднем 75,83 мД.

Кривые капиллярного давления представлены на рисунке 2.4.1.

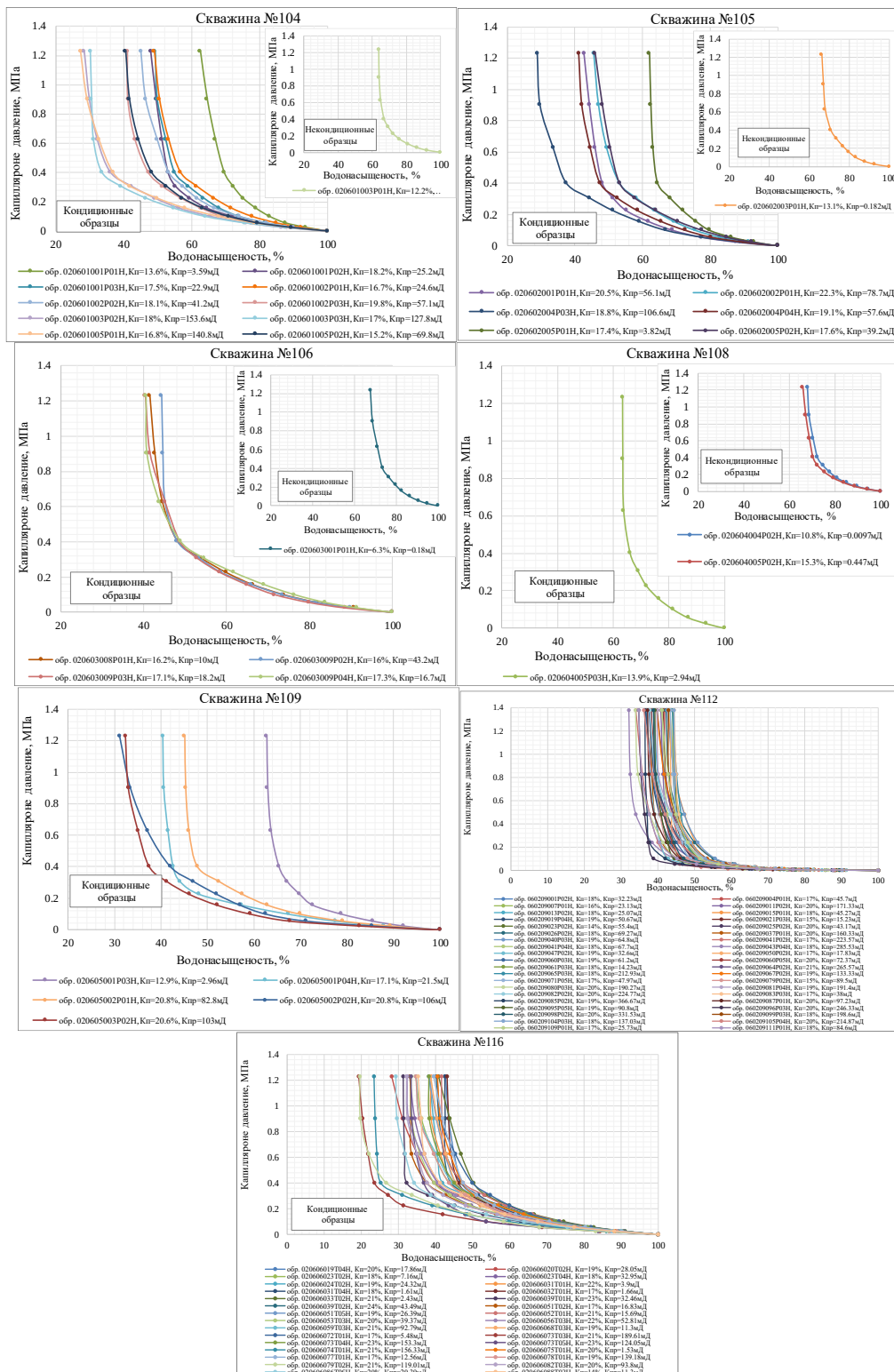


Рисунок 2.4.1 - График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности по скважинам №№104, 105, 106, 108, 109, 112, 116

Остаточная водонасыщенность, за которую принята водонасыщенность, меняется от 0,19 до 0,68 доли ед., в среднем 0,41 доли ед.

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях. Итоговые измерения относительных проницаемостей рассматривают как окончательные испытания, характеризующие конечный этап заводнения, поскольку они отражают остаточную водонасыщенность $Swir$, остаточную нефтенасыщенность Sor , эффективную проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности $Ko(Swir)$ и эффективную проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности $Kw(Sor)$. Эксперимент проведен на 20 образцах керна скважин №№104, 105, 106, 109, 112, 116.

Данные по керну, условия при которых проводились исследования и полученные результаты представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть

№ модели	№ образца	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Проницаемость для газа, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Проницаемость по пластовой воде, мД	Открытая пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	$K_{относительной}$ проницаемости по воде, доли ед.	$K_{относительной}$ проницаемости по нефти, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
Скважина №104											
1	1001P01H	2866,2	2867,39	3,59	1,1	0,136	0,627	0,17	0,127	1	0,54
2	1001P03H	2866,9	2868,06	22,9	9,5	0,175	0,436	0,23	0,184	1	0,59
3	1002P02H	2867,4	2868,52	41,2	23,2	0,181	0,465	0,189	0,187	1	0,65
4	1005P03H	2870,7	2871,88	87,3	33,3	0,199	0,403	0,205	0,2	1	0,66
Скважина №105											
5	2004P04H	2626,8	2626,84	57,6	11,2	0,191	0,422	0,17	0,2	1	0,71
Скважина №106											
6	3008P01H	2752,3	2752,78	10	3,1	0,162	0,488	0,221	0,175	1	0,57
7	3009P04H	2753,7	2754,23	16,7	6,9	0,173	0,462	0,23	0,18	1	0,57
Скважина №109											
8	5001P01H	2761,3	2764,06	18,2	8,5	0,166	0,453	0,219	0,185	1	0,60
9	5001P02H	2761,5	2764,24	6,07	2	0,146	0,591	0,187	0,144	1	0,54
10	5002P01H	2762,1	2764,92	82,8	37,6	0,208	0,313	0,242	0,201	1	0,65
Скважина №116											
8	6024T03H	2553,8	2552,54	16,95	8,64	0,178	0,41	0,22	0,197	1	0,63
14	6051T01H	2580,5	2579,17	83,71	42,8	0,191	0,31	0,27	0,215	1	0,61
15	6051T04H	2581,2	2579,85	18,38	3,78	0,182	0,33	0,28	0,204	1	0,58
18	6053T01H	2582,5	2581,23	4,17	2,14	0,182	0,41	0,22	0,209	1	0,63
20	6054T02H	2583,6	2582,28	87,75	31,96	0,182	0,32	0,24	0,153	1	0,65
24	6058T03H	2587,8	2586,87	6,2	1,3	0,217	0,39	0,22	0,182	1	0,64
27	6059T04H	2589	2588	53,21	11,16	0,223	0,32	0,29	0,22	1	0,57
29	6061T03H	2591,3	2590,3	12,1	3,7	0,184	0,41	0,26	0,191	1	0,56
36	6074T02H	2706,4	2704,42	102,87	52,36	0,202	0,31	0,2	0,291	1	0,71
39	6078T04H	2711	2709	48,15	24,6	0,17	0,34	0,26	0,18	1	0,61
Скважина №112											
1	9001P02H	2464,3	2467,93	32,23	12,89	0,178	0,39	0,23	0,194	1	0,62
4	9013P02H	2476,3	2478,13	25,07	9,21	0,175	0,42	0,22	0,236	1	0,62
5	9015P01H	2478,1	2479,92	45,27	16,68	0,181	0,41	0,24	0,212	1	0,59
6	9019P04H	2482,6	2485,64	50,67	19,44	0,189	0,43	0,23	0,225	1	0,60
8	9025P02H	2488,2	2491,16	43,17	17,27	0,203	0,4	0,23	0,219	1	0,62
11	9040P03H	2503,5	2506,52	64,8	25,81	0,194	0,41	0,2	0,265	1	0,66
13	9041P04H	2504,9	2507,85	67,7	24,89	0,184	0,4	0,21	0,232	1	0,65
15	9047P02H	2510,3	2511,31	32,6	12,51	0,186	0,42	0,21	0,225	1	0,64

17	9060P03H	2523,5	2525,34	61,2	24,34	0,191	0,37	0,22	0,204	1	0,65
19	9061P03H	2524,5	2526,3	14,23	5,67	0,183	0,38	0,24	0,265	1	0,61
21	9065P03H	2528,5	2530,31	212,93	78,45	0,176	0,37	0,19	0,23	1	0,70
23	9071P05H	2534,8	2536,59	47,97	20,07	0,175	0,39	0,24	0,222	1	0,61
25	9080P03H	2543,4	2545,18	190,27	75,36	0,199	0,32	0,24	0,221	1	0,65
27	9082P02H	2545,3	2547,05	224,77	82,63	0,204	0,41	0,21	0,207	1	0,64
29	9085P02H	2548,4	2550,13	366,67	134	0,192	0,39	0,18	0,247	1	0,70
32	9096P03H	2559,5	2562,48	246,33	98,12	0,201	0,39	0,18	0,245	1	0,70
34	9099P03H	2562,6	2565,57	198,6	78,99	0,182	0,41	0,16	0,219	1	0,73
37	9105P04H	2568,9	2571,89	214,87	90,22	0,204	0,54	0,21	0,214	1	0,54
38	9109P01H	2572,1	2575,14	25,73	9,46	0,173	0,43	0,21	0,237	1	0,63
39	9111P01H	2574,2	2577,16	84,6	31,77	0,177	0,34	0,24	0,227	1	0,64

Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 2.4.2, на которых пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризует породы, как гидрофильные.

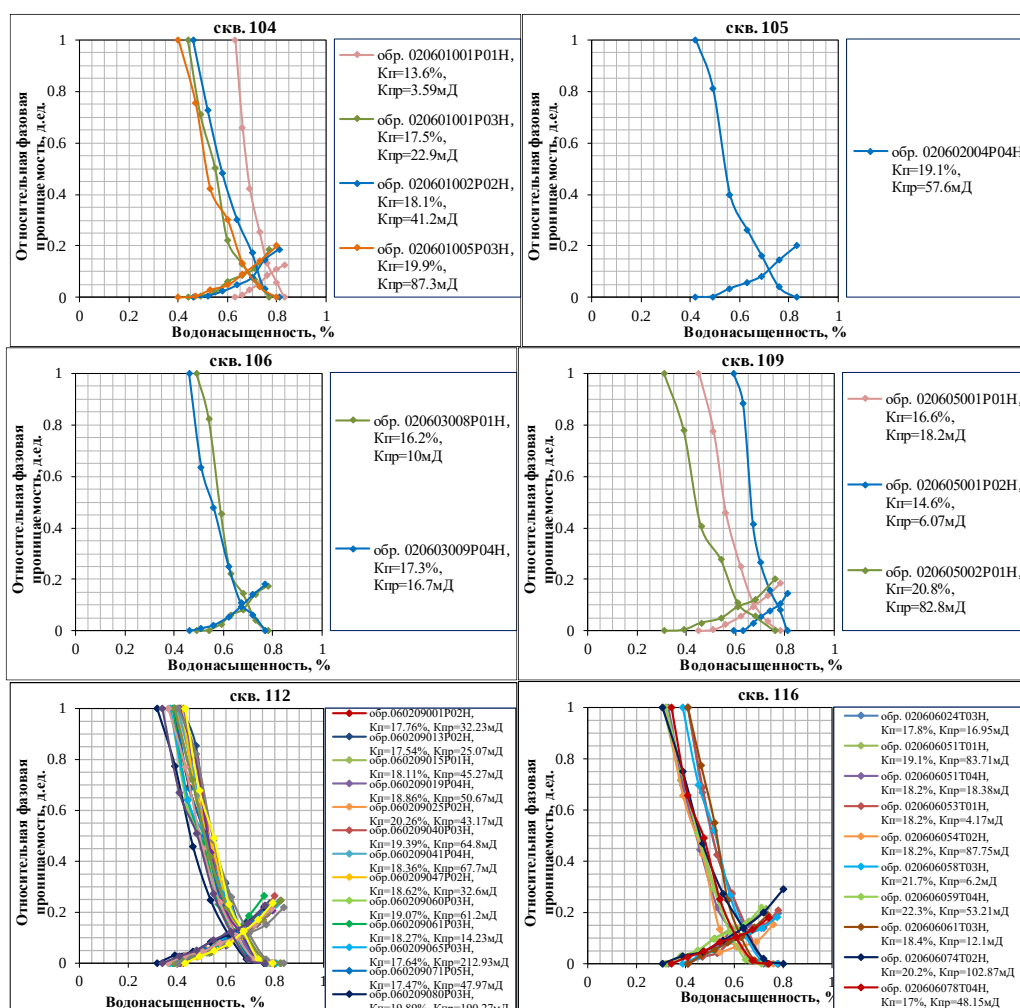


Рисунок 2.4.2 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода по скважинам №№104, 105, 106, 109, 112, 116

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 35 образцах керна скважин №№112, 116, со средней пористостью 18,56% и средней проницаемостью 86,86 мД (таблица 2.4.3).

Таблица 2.4.3 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ модели	№ образца	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Проницаемость для газа * 10 ⁻³ · мкм ²	Проницаемость по пластовой воде, мД	Открытая пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, β, доли ед.
Скважина №112									
2	060209004P01H	2467,25	2469,7	45,7	18,18	0,1743	0,394	0,23	0,620
3	060209011P02H	2474,22	2477,22	171,33	71,94	0,1982	0,398	0,213	0,646
7	060209021P03H	2484,91	2487,91	15,23	6,07	0,1517	0,415	0,252	0,569
9	060209026P02H	2489,3	2492,3	69,27	27,55	0,1751	0,353	0,22	0,660
10	060209037P01H	2500,21	2503,21	160,33	61,52	0,2019	0,338	0,198	0,701
12	060209041P02H	2504,31	2507,31	223,57	93,88	0,1735	0,319	0,236	0,653
14	060209043P04H	2506,88	2509,88	285,53	105	0,1846	0,421	0,158	0,727
16	060209050P02H	2513,33	2514,31	17,83	7,1	0,167	0,438	0,211	0,625
18	060209060P05H	2523,8	2525,6	72,37	27,77	0,202	0,426	0,23	0,599
20	060209064P02H	2527,6	2529,4	265,57	111	0,2066	0,443	0,153	0,725
22	060209067P02H	2530,33	2532,13	133,33	60	0,1934	0,338	0,217	0,672
24	060209079P02H	2542,3	2544,06	89,5	34,04	0,1476	0,398	0,222	0,631
26	060209081P04H	2544,85	2546,61	191,4	80,37	0,1882	0,376	0,184	0,705
28	060209083P03H	2546,63	2548,39	38	14	0,1697	0,373	0,242	0,614
30	060209087P01H	2550,14	2551,9	97,23	35,82	0,1957	0,414	0,187	0,681
31	060209095P05H	2558,85	2561,85	90,8	34,84	0,1939	0,361	0,21	0,671
33	060209098P02H	2561,88	2564,88	331,53	132	0,1987	0,409	0,144	0,756
35	060209100P02H	2563,9	2566,9	94,67	36,33	0,154	0,389	0,222	0,637
36	060209104P03H	2567,55	2570,55	137,03	54,58	0,1772	0,416	0,191	0,673
40	060209119P01H	2582,12	2585,12	18,73	7,46	0,184	0,421	0,241	0,584
Скважина №116									
1	020606020T03H	2549,8	2548,5	94,81	34,24	0,209	0,26	0,279	0,623
3	020606022T03H	2551,83	2550,53	11,19	3,44	0,175	0,336	0,229	0,655
6	020606023T02H	2552,6	2551,3	7,16	0,22	0,176	0,436	0,196	0,654
7	020606024T01H	2553,5	2552,2	13,62	4,16	0,145	0,33	0,274	0,591
9	020606024T05H	2554,1	2552,8	12,33	2,59	0,161	0,33	0,268	0,599
13	020606048T05H	2578,3	2577	6,33	1,96	0,169	0,413	0,242	0,588
16	020606052T04H	2582	2580,7	5,91	1,81	0,189	0,324	0,291	0,57
17	020606052T06H	2582,28	2580,98	50,46	15,55	0,216	0,298	0,243	0,654
22	020606056T02H	2585,58	2584,63	53,01	16,28	0,234	0,286	0,246	0,656
23	020606057T01H	2586,5	2585,55	52,02	26,52	0,222	0,28	0,306	0,576
25	020606059T01H	2588,59	2587,64	25,35	9,24	0,211	0,31	0,221	0,680
30	020606065T04H	2594,78	2593,83	5,97	1,84	0,191	0,427	0,195	0,660
32	020606069T03H	2598,82	2597,87	9,41	2	0,179	0,352	0,259	0,600
34	020606071T05H	2601,24	2600,29	4,51	0,14	0,186	0,407	0,226	0,619
38	020606078T01H	2710,3	2708,33	139,18	50,72	0,194	0,373	0,193	0,692

Коэффициент вытеснения нефти водой изменяется в диапазоне 0,57÷0,76 доли ед., в среднем составляя 0,645 доли ед.

В таблице 2.4.4 приведены характеристики вытеснения нефти водой. Используются данные коэффициента вытеснения нефти водой и относительной фазовой проницаемости.

Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой

Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
						для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
Количество определений	75	75	75	75	75	40	40
Среднее значение	80,93	0,39	0,61	0,22	0,64	0,23	1
Интервал изменения	3,59-366,67	0,26-0,63	0,37-0,74	0,14-0,31	0,54-0,76	0,19-0,27	-

Таким образом, Sw_{ir} меняется от 0,26 до 0,63 доли ед., в среднем составляя 0,39 доли ед., S_{or} варьируют от 0,14 до 0,31 доли ед., в среднем составляя 0,22 доли ед., коэффициент вытеснения нефти меняется от 0,54 до 0,76 доли ед., в среднем составляя 0,64 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} варьируют от 0,19 до 0,27 доли ед., в среднем составляя 0,23 доли ед.

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 25 образцах керна скважин №№112, 116. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные (таблица 2.4.5).

Таблица 2.4.5 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту

№ п/п	№ образца	Глубин а, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопро извольны й выход нефти, мл	Принудите льный выход нефти, мл	Самопрои звольный выход воды, мл	Принуд ительны й выход воды, мл		
Скважина №112								
1	060209004P01H	2467,25	1,25	3,88	0,65	5,86	0,21	гидрофильна я
2	060209013P02H	2476,33	1,11	3,86	0,67	5,98	0,18	гидрофильна я
3	060209019P04H	2482,64	1,22	4,04	0,71	6,33	0,19	гидрофильна я
4	060209041P04H	2504,85	1,09	4,25	0,71	6,33	0,15	гидрофильна я
5	060209047P02H	2510,33	1,11	4,13	0,72	6,44	0,16	гидрофильна я
6	060209061P03H	2524,50	1,25	4,22	0,67	6,02	0,18	гидрофильна я
7	060209065P03H	2528,51	1,17	4,22	0,69	6,23	0,17	гидрофильна я
8	060209080P03H	2543,42	1,56	5,01	0,73	6,55	0,20	гидрофильна я
9	060209085P02H	2548,37	1,26	4,44	0,77	6,93	0,17	гидрофильна я
10	060209105P04H	2568,89	1,33	4,97	0,79	7,01	0,16	гидрофильна я
Скважина №116								
11	020606022T02 Н	2760,06	1,40	4,56	0,70	6,19	0,19	гидрофильна я
12	020606022T04 Н	2773,88	1,27	4,40	0,68	6,10	0,18	гидрофильна я

13	020606022T05 Н	2775,77	1,26	4,92	0,74	6,58	0,14	гидрофильна я
14	020606031T03 Н	2776,17	1,49	4,60	0,78	6,93	0,21	гидрофильна я
15	020606039T02 Н	2776,60	1,64	6,00	0,87	7,78	0,16	гидрофильна я
16	020606039T04 Н	2776,73	1,21	3,79	0,67	5,97	0,21	гидрофильна я
17	020606053T02 Н	2777,05	1,58	4,75	0,83	7,38	0,22	гидрофильна я
18	020606054T03 Н	2779,66	1,37	5,04	0,69	6,14	0,16	гидрофильна я
19	020606059T02 Н	2781,26	1,49	5,02	0,79	7,09	0,18	гидрофильна я
20	020606061T02 Н	2781,64	1,42	5,49	0,80	7,19	0,15	гидрофильна я
21	020606068T01 Н	2781,84	1,69	5,59	0,83	7,37	0,19	гидрофильна я
22	020606070T02 Н	3056,00	1,35	4,66	0,70	6,29	0,18	гидрофильна я
23	020606073T04 Н	2705,73	2,05	6,19	0,79	7,03	0,22	гидрофильна я
24	020606075T02 Н	2707,64	1,13	4,38	0,73	6,52	0,14	гидрофильна я
25	020606082T03 Н	2714,90	1,76	6,06	0,72	6,43	0,18	гидрофильна я

Геомеханические исследования горных пород. Геомеханический анализ проведен на 11 образцах керна скважин №№104, 105, 106, 108, 109.

Изучение геомеханических свойств проведены на установке AutoLab 2000 компании New England Research. Программное обеспечение AutoLab управляет экспериментом и получает данные в преобразователях. Вычисление продольных и поперечных скоростей из данных временных рядов выполнялось с помощью акустического модуля в программном обеспечении AutoLab. Динамические модули упругости вычисляются при каждом напряженном состоянии с помощью продольных и поперечных волновых скоростей (таблица 2.4.6).

Таблица 2.4.6 - Результаты определения модуля Юнга, коэффициента Пуассона, скорости пробега упругих волн

Сква жина	Глубина отбора образца, м	Плотность сухого образца, г/см ³	Давление обжима, МПа	Скорость продольной волны V_p , м/с	Скорость поперечно й волны V_{s1} , м/с	Скорость поперечно й волны V_{s2} , м/с	Модуль Юнга E , ГПа	Коэффицие нт Пуассона ν
104	2866,61	2,16	10	3148	1914	1948	19,3	0,198
	2868,34	2,42	10	3307	2036	2003	23,7	0,203
105	2624,77	2,26	10	3669	2311	2324	28,3	0,168
	2626,33	2,18	10	3307	2012	2056	21,5	0,196
	2761,67	2,31	10	4246	2629	2634	37,2	0,188
106	2753,48	2,20	10	3677	2216	2281	26,7	0,201
	2753,86	2,21	10	3816	2330	2369	29,1	0,195
108	2510,84	2,27	10	4002	2409	2374	31,7	0,222
109	2763,25	2,26	10	3867	2338	2356	30,1	0,208
	2761,89	2,29	10	4096	2552	2566	35,4	0,180
	2765,62	2,30	10	4058	2492	2456	33,9	0,204

В таблице 2.4.7 приведены результаты определения сжимаемости пород.

Таблица 2.4.7 - Результаты исследований по определению объемного модуля и модуля сдвига

Скважина	Глубина отбора образца, м	Объемная плотность, г/см ³	Давление обжима/ дифференциальное давление, МПа	Объемный модуль, ГПа	Модуль сдвига, ГПа	Коэффициент сжимаемости, $\times 10^{-5}$ МПа ⁻¹
104	2866,61	2,16	10	9,3	12,70	10,75
	2868,34	2,42	10	20,71	21,09	4,83
105	2624,77	2,26	10	10,76	13,57	9,29
	2626,33	2,18	10	10,39	8,47	9,62
	2761,67	2,31	10	14,12	19,89	7,08
106	2753,48	2,20	10	7,57	7,90	13,21
	2753,86	2,21	10	8,1	14,06	12,35
108	2510,84	2,27	10	11,01	10,18	9,08
109	2761,89	2,29	10	13,93	8,33	7,18
	2763,25	2,26	10	11,33	7,45	8,83
	2765,62	2,30	10	14,13	9,15	7,08

Полученная величина модуля Юнга изменяется от 19,3 ГПа до 37,2 ГПа. Коэффициент Пуассона находится в пределах 0,168-0,222. Модуль сдвига варьируются от 7,45 до 21,09 ГПа, среднее значение равно 12,07 ГПа.

По данным эксперимента коэффициент сжимаемости варьируют от 4,83 до $13,21 \times 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$, составляя в среднем $9,03 \times 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$.

Определение сжимаемости породы необходимо для интерпретации гидродинамических исследований и моделирования пластового давления. Данный параметр (коэффициент сжимаемости) использован при достижении адаптации пластового давления к фактическим значениям (метод материального баланса).

Полученные параметры соответствует теоретическим значениям механических свойств характерных для терригенных пород и используется в качестве исходных данных для геомеханического моделирования.

Лабораторные исследования по определению влияния минерализации и механических примесей закачиваемой воды на фильтрационные свойства породы. Для исследований использованы образцы, отобранные из скважин №№104, 105, 109. Для создания модели керна выбирались образцы, фильтрационные характеристики которых были наиболее близки по значению. Для этого созданы три модели керна, каждый из них состоит из трех керновых образцов (табл. 2.4.8).

Таблица 2.4.8 - Результаты фильтрационных исследований

Номер модели	Глубина отбора образца, м	Горизонт	Данные по керну (модель образца)						Условия эксперимента				Полученные результаты				
			Длина, см	Диаметр, см	Площадь поперечного сечения, см²	Среднее значение пористости, %	Поровый объем, см³	Среднее значение проницаемости по газу, мД	Температура, °С	Вязкость воды в условиях эксперимента, мПа*с	Закачиваемая вода	Проницаемость по пластовой воде, мД	Степень загрязнения, мкр	Проницаемость по закачиваемой воде, мД	Коэффициент водовосприимчивости	Минерализация пластовой воды, г/л	Вязкость воды в условиях эксперимента, мПа*с
Скважина №104																	
1	2866,61; 2866,91; 2867,17	I	13,509	3,81 6	11,439	17,486	27	24,233	57	0,566	скважина №65Н	0,0208	0,45	0,0026	0,877	319	0,938
													10	0,0025	0,881	159	0,720
													40	0,0013	0,937	79,5	0,649
Скважина №105																	
2	2624,14; 2626,33; 2628,07	I	13,484	3,81 8	11,447	20,807	32,1	78,933	57	0,566	скважина №65Н	0,0749	0,45	0,0084	0,887	319	0,938
													10	0,0055	0,927	159	0,720
													40	0,0033	0,955	79,5	0,649
Скважина №109																	
3	2761,67; 2765,62; 2761,46	I	13,465	3,80 4	11,367	13,249	20,3	3,80	57	0,566	скважина №65Н	0,0049	0,45	0,0078	-0,575	319	0,938
													10	0,0079	-0,562	159	0,720
													40	0,0075	-0,498	76,5	0,649

По результатам фильтрационных исследований влияния минерализации воды на фильтрационные характеристики керна выявлено следующее: для модели керна с высокой и средней проницаемостью минерализация воды незначительно влияет на фильтрационные характеристики, однако для модели керна №3 с проницаемостью 3,8 мД, при увеличении минерализации проницаемость ухудшается.

На данное изменение может влиять вязкость воды или/и солеотложение. При увеличении минерализации увеличивается вязкость, что затрудняет его течение в низкопроницаемой породе. А также, прохождение высокоминерализованной воды через мелкие поры, увеличивают вероятность солеотложения, что может привести к закупориванию пор и ухудшению проницаемости породы. Набухаемость породы при фильтрации воды не наблюдается. Рентгеноструктурный анализ керна также не выявил элементов, которые могли бы привести к набуханию породы.

Исследования по влиянию механических примесей воды на фильтрационные характеристики керна показывают, что низкое значение коэффициента водовосприимчивости достигается при фильтрации воды через фильтр 0,45 мкм.

- Для модели №1 проницаемость при фильтрации 0,45 и 10 мкм имеет не сильно выраженное различие, приблизительно 0,88, что также заметно на рисунке давлений. Однако при фильтрации через 40 мкм коэффициента водовосприимчивости увеличивается в 1,06 раз и равен 0,93, что соответствует уменьшению проницаемости в 16 раз.

- Для модели №2 проницаемость варьируется для всех случаев фильтрации, от 0,887 для 0,45 мкм до 0,955 для 40 мкм. Чем выше положительное значение коэффициента водовосприимчивости, тем хуже проницаемость по воде, предлагаемой к заводнению. То есть, при наилучшей фильтрации (0,45 мкм) все механические примеси извлекаются из закачиваемой воды, тем самым предупреждая закупоривания ими каналов.

- Однако, для модели №3 значения коэффициента водовосприимчивости имеет отрицательное значение, что говорит об увеличении проницаемости по закачиваемой воде. Проницаемость по закачиваемой воде выше, чем по пластовой. Так как, минерализация нагнетаемой воды 2,5 раза ниже минерализации пластовой воды. Тенденция изменения коэффициента водовосприимчивости с изменением степени фильтрации воды сохраняется также, как и в 2-х предыдущих моделях (рис. 2.4.3-2.4.4).

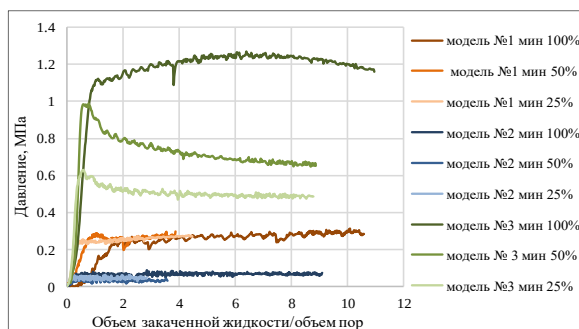


Рисунок 2.4.3 - Влияние минерализации на фильтрационные характеристики

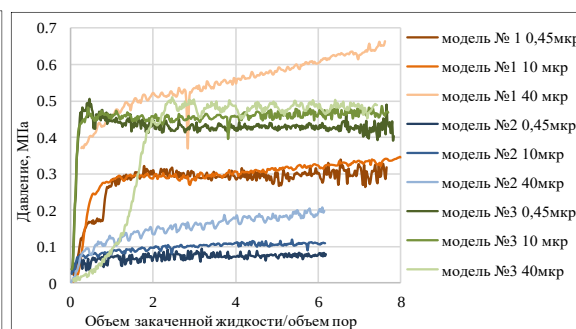


Рисунок 2.4.4 - Влияние мех. примесей на фильтрационные характеристики

Таким образом, можно сделать вывод что на изменение фильтрационных свойств кернового материала влияет не только изменение степени фильтрации, но и степень минерализации воды.

2.5 Краткие сведения о запасах нефти, конденсата, растворенного и свободного газа

Последний пересчет запасов выполнен в 2020г ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» и утвержден Протоколом ГКЗ РК №2175-20-У от 06.05.2020г.

На Государственном балансе РК по месторождению числятся запасы в следующих количествах:

➤ *Запасы нефти:*

В-27840 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые -9383 тыс.т.;

➤ *Запасы растворенного в нефти газа:*

В-3558 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые -1199 млн.м³.

Ниже приведены запасы нефти и растворенного газа по продуктивному горизонту.

Таблица 2.5.1 – Величина подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Горизонт, залежь	Категория	Зона	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти в верх. условиях, г/см ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т.	КИН доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	Добыча нефти на дату 01.01.2026г., тыс.т.	Остаточные запасы нефти, тыс.т.		Газосодержание, м ³ /т	Начальные запасы газа растворенного в нефти, млн.м ³		Добыча растворенного газа на 01.01.2026г., млн. м ³	Остаточные запасы растворенного газа млн.м ³	
														балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые
Р ₂ kz	В	ЧНЗ	3648	80,8	294580	0,17	0,68	0,780	0,845	22144	0,336	7441				127,8	2830	951			
	В	ВНЗ	2361	40,4	95357	0,17	0,54	0,780	0,845	5696	0,341	1942				127,8	728	248			
Итого по месторождению			6009	64,9	389937	0,17	0,65			27840		9383	3991,3	23848,7	5391,7		3558	1199	381,7	3176,3	817,3

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

3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и характеристика энергетического состояния залежей

Анализ результатов гидродинамических исследований проведен на базе данных, представленных компанией ТОО «Казахтуркмунай».

Гидродинамические исследования скважин проводятся с целью получения информации о динамике процесса разработки, позволяя оценить фильтрационные параметры призабойных зон скважин, коэффициентов продуктивности и энергетического состояния залежи.

По результатам ГДИС определены следующие параметры: проницаемость, продуктивность скважин, гидропроводность, пьезопроводность, пластовое давление на середину интервала перфорации (далее - СИП).

Всего на месторождении было проведено 139 сложных ГДИС, из них 83 КВД, 2-КВУ, 24-КПД, 30-МУО. Также в скважинах №114, 116 в 2021-2022гг был проведен замер ГДК. Количество проведенных ГДИС представлено в таблице 3.1.1.

За анализируемый период 01.01.2023-31.12.2025гг было проведено 21 исследование, из них 8-КВД, 9-КПД, 3 МУО и 1-КВУ.

Таблица 3.1.1 - Количество проведенных исследований всего на месторождении

Объект	Методы исследований							
	МУО		КВД		КПД		КВУ	
	скв	иссл	скв	иссл	скв	иссл	скв	иссл
I	16	30	16	83	4	24	2	2

Начальное пластовое давление на ВНК (2782,8 м) составляет 30,3 МПа. Текущее пластовое давление на ВНК (2782,8 м) замеренное в 2025г в добывающих скважинах в среднем составляет 13,5 МПа, давление на СИП составляет 12,2 МПа. При дальнейшем снижении пластового давления ниже давления насыщения (12,0 МПа) в поровом пространстве начнётся выделение газа из нефти, что резко снизит относительную фазовую проницаемость (ОФП) для нефти и приведёт к падению дебитов скважин. В случае сохранения текущего темпа падения пластового давления залежь перейдёт в режим растворённого газа.

В таблице 3.1.2 представлено сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по месторождению. По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по добывающим скважинам составляет от 0,0015 до 8,6 мкм² *10⁻³, в среднем составляя 2,7 мкм² *10⁻³. Среднее значение пьезопроводности составляет 57,1

$\text{м}^2/\text{с} \cdot 10^{-3}$, изменяясь в интервале от 0,008 до 390,6 $\text{м}^2/\text{с} \cdot 10^{-3}$. Гидропроводность изменяется от 0,0001 до 0,77 $\text{м} \cdot \text{мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя 0,15 $\text{м} \cdot \text{мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$. Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 0,7-31,2 $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем 9,7 $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Согласно таблице 3.1.2, средний коэффициент продуктивности скважин снизился с 15,65 $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ (АР-2023 г.) до 9,7 $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ (ДПР-2026 г.), то есть на 38%. Снижение продуктивности обусловлено прогрессирующим падением пластового давления. При снижении забойного давления ниже давления насыщения (12,0 МПа) в призабойной зоне пласта формируется зона двухфазного течения, что резко снижает ОФП для нефти и, как следствие, коэффициент продуктивности скважин.

Средний коэффициент пьезопроводности пласта снизился с $162,37 \times 10^{-2} \text{ м}^2/\text{с}$ (АР-2023 г.) до $57,1 \times 10^{-2} \text{ м}^2/\text{с}$ (ДПР-2026 г.), то есть на 63%. Данный тренд отражает существенное ухудшение фильтрационных характеристик пласта. Пьезопроводность определяется следующим образом:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*}$$

k — проницаемость;

μ — вязкость флюида;

β — коэффициент упругоэластичности.

Снижение пьезопроводности обусловлено двумя взаимосвязанными факторами: ростом вязкости нефти при её разгазировании и снижением эффективной проницаемости, что подтверждается также уменьшением средней проницаемости с $6,9 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $2,7 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (на 61%). Снижение пьезопроводности означает замедление распространения давления в пласте и снижение эффективности системы ППД.

Таблица 3.1.2 - Сравнение результатов гидродинамических исследований добывающих скважин по месторождению

Наименование	АР-2023г				ДПР-2026г			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	изм.			скв.	изм.		
Начальное пластовое давление на ВНК, МПа	9	26	26,4-32,7	30,3	-	-	26,4-32,7	30,3
Текущее пластовое давление на ВНК, МПа	18	99	10,7-23,0	16,4	4	4	11,0-20,7	13,5*
Текущее пластовое давление на СИП, МПа	18	99	7,8-18,75	14,3	4	4	10,0-15,9	12,2*
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	18	92	0,04-62,6	15,65	3	3	11,9-12,2	12,1
Гидропроводность, $\text{м} \cdot \text{мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$	19	91	0,02-2,62	0,43	7	8	0,0001-0,77	0,15

Исследования КВД в добывающих скважинах

В 2023-31.12.2025гг на месторождении Каратобе Южное проводилось исследование КВД с целью определения фильтрационных характеристик пласта и оценки состояния призабойной зоны скважины. Исследование проводилось прибором ТМС, установленным на забое скважины. Интерпретация результатов исследований КВД скважин выполнена Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».

В результате исследований КВД в скважинах №№50, 64Д, 104, 108, 109, 110, 116 (месторождения Каратобе Южное в период 2023-31.12.2025гг., были получены данные, которые содержат замеры пластовых давлений. В таблице 3.1.2 указаны результаты исследований по всем добывающим скважинам.

Фильтрационно-емкостные свойства и режимы течения определены с помощью построения графиков в логарифмических координатах и моделирования процесса исследования. Кривая восстановления давления, построенная в логарифмических координатах и ее производная представлены на рисунках 3.1.2-3.1.8. Представленные логарифмические графики КВД производной давления по скважинам показывают, что восстановление давления протекает в условиях геологически неоднородного и многопластового коллектора, вследствие чего диагностические кривые имеют осложненную форму и не демонстрируют устойчивого радиального режима. На средне- и поздневременной области проявляются признаки различий фильтрационно-емкостных свойств вследствие падения или колебания производной давления.

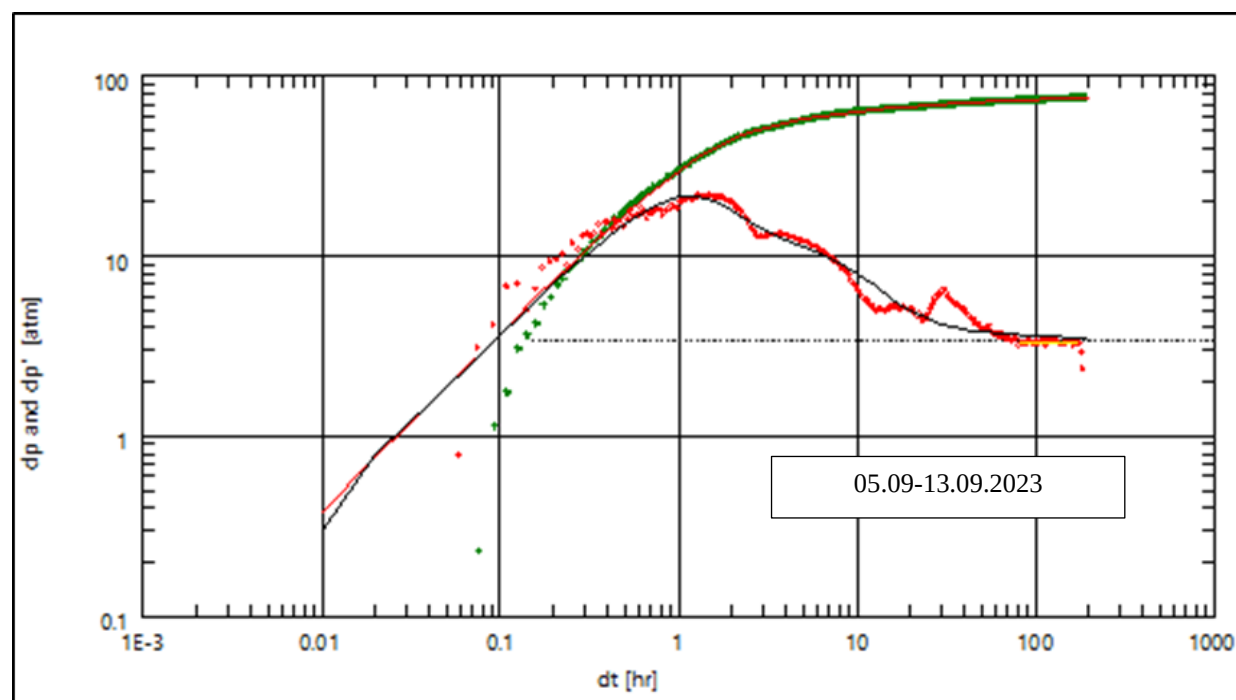


Рисунок 3.1.2 – Логарифмический график производной давления скважины №64Д

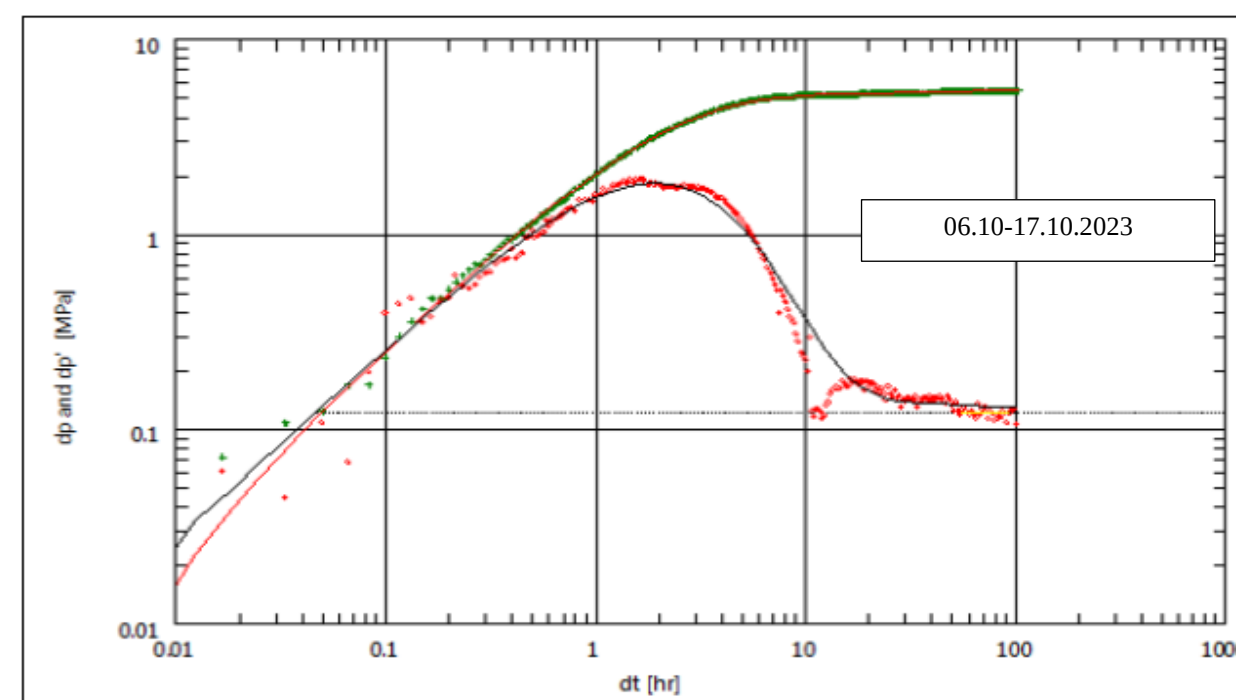


Рисунок 3.1.3 – Логарифмический график производной давления скважины №101

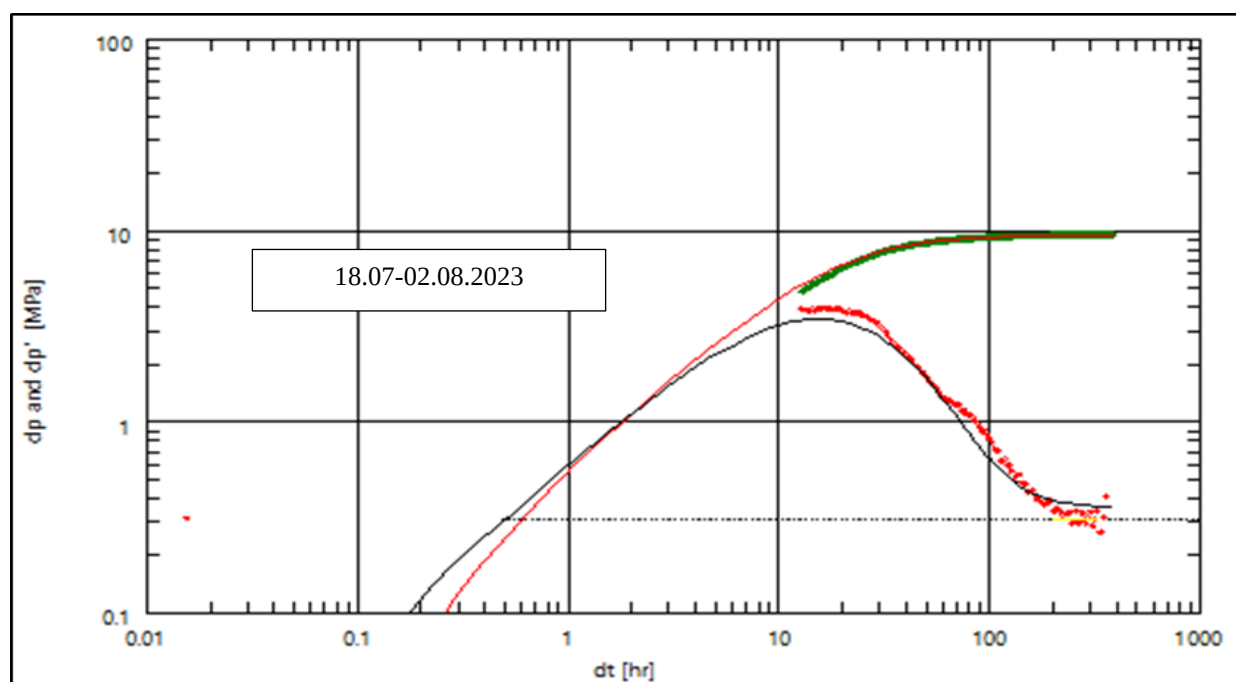


Рисунок 3.1.4 – Логарифмический график производной давления скважины №116

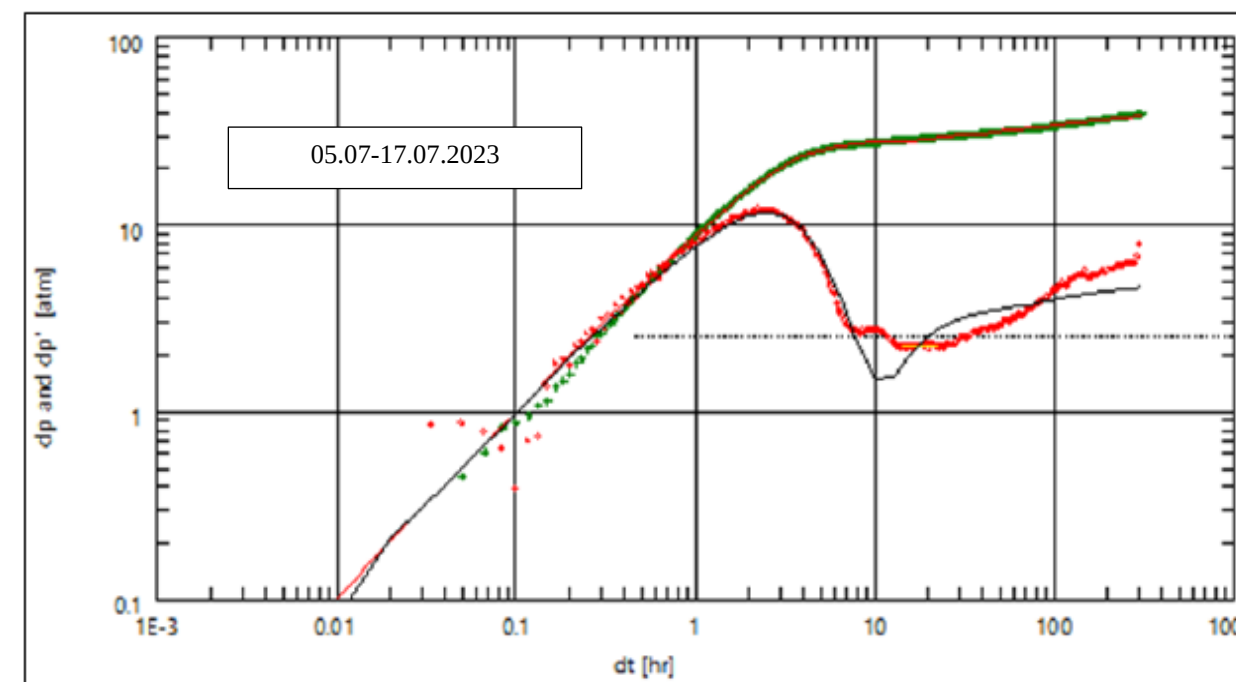


Рисунок 3.1.5 – Логарифмический график производной давления скважины №50

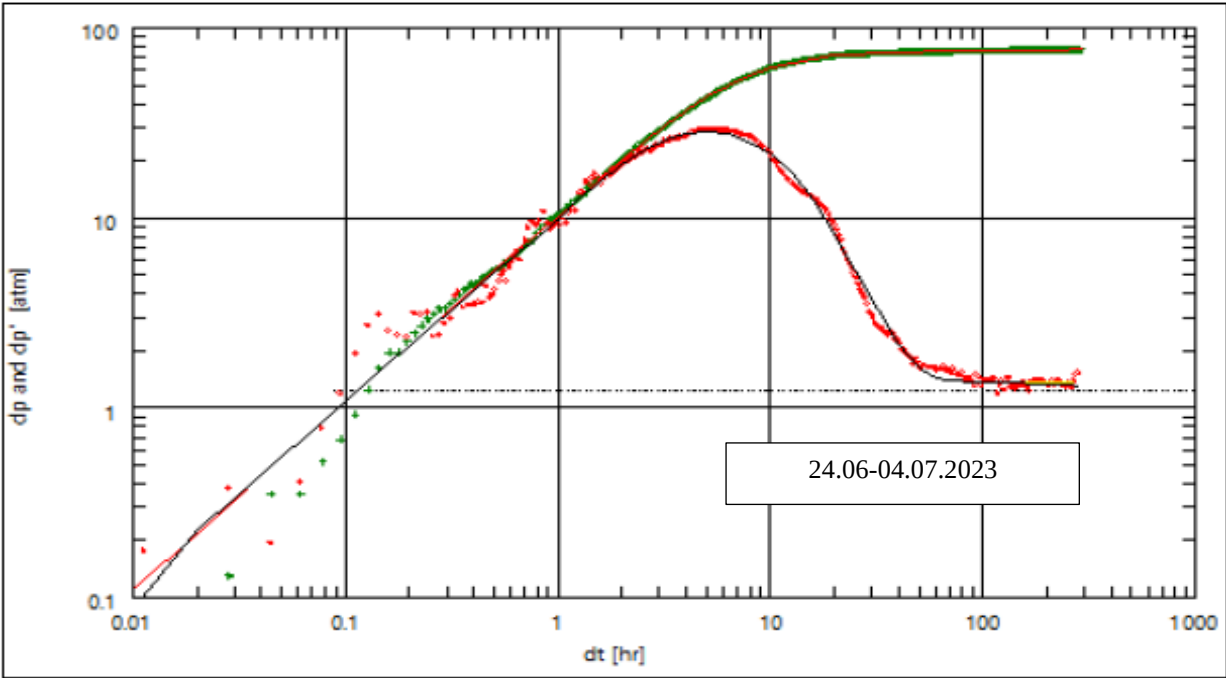


Рисунок 3.1.6 – Логарифмический график производной давления скважины №108

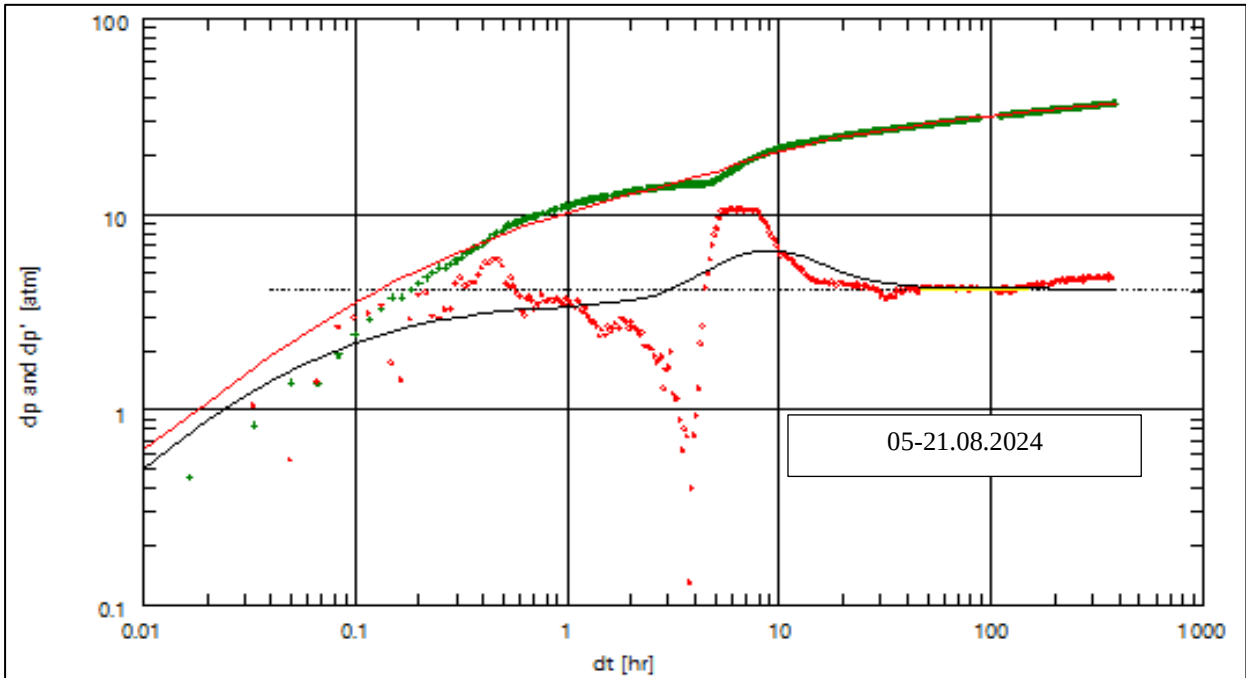


Рисунок 3.1.7 – Логарифмический график производной давления скважины №104

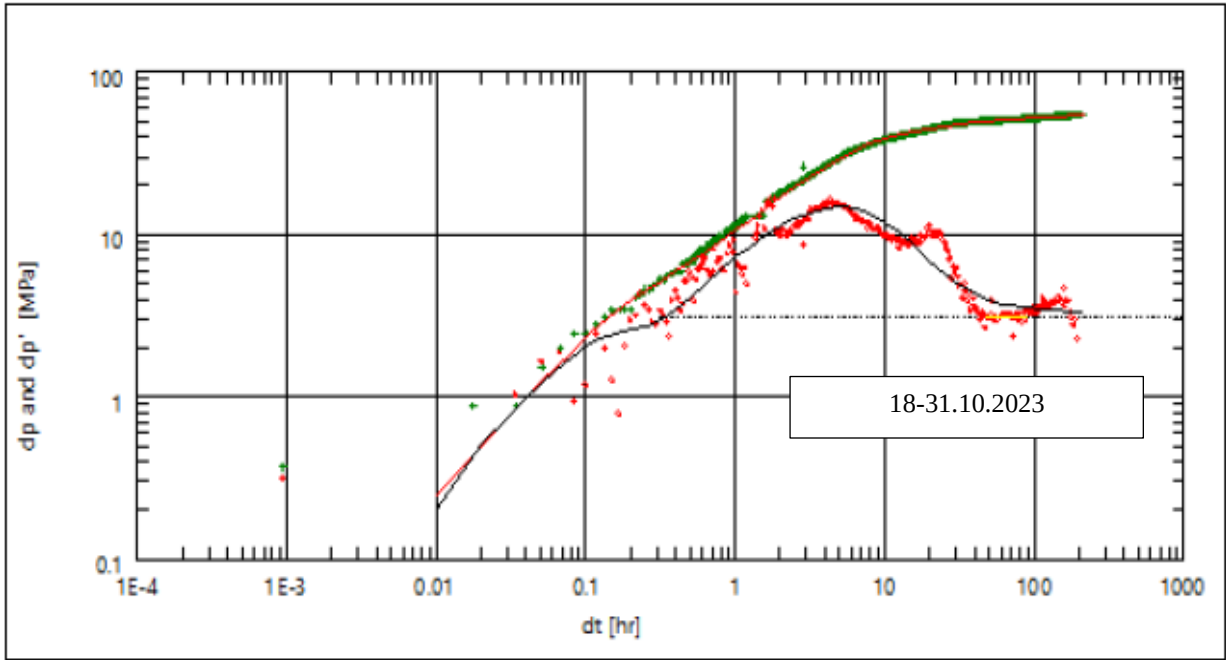
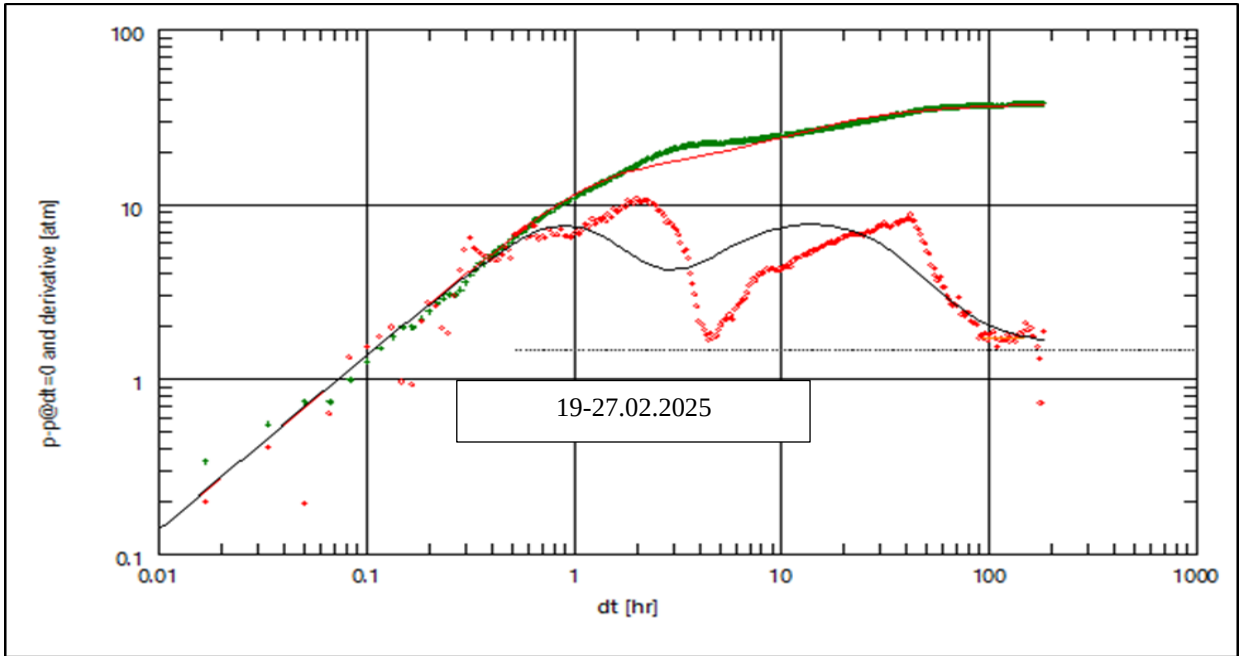


Рисунок 3.1.8 – Логарифмические графики производной давления скважины №110



Исследования методом КПД в нагнетательных скважинах

В целях контроля за разработкой месторождений недропользователем за анализируемый период выполнены гидродинамические исследования методом КПД в нагнетательных скважинах замерены с помощью глубинных манометров пластовое и забойное давления.

За отчетный период было проведено 9 исследований КПД в 4-х нагнетательных скважинах.

Текущее пластовое давление СИП, замеренное в 2023-31.12.2025гг в 4 нагнетательных скважинах в среднем составляет 16,0 МПа.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 1,16 до 120,0 *10⁻³ *мкм², в среднем составляя 16,3*10⁻³ *мкм². Среднее значение пьезопроводности составляет 19,1 *10⁻³*м²/с, изменяясь в интервале от 1,35 до 140,0*10⁻³*м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,13 до 10,2 м*мкм²/мПа*с, в среднем составляя 1,4 м*мкм²/мПа*с.

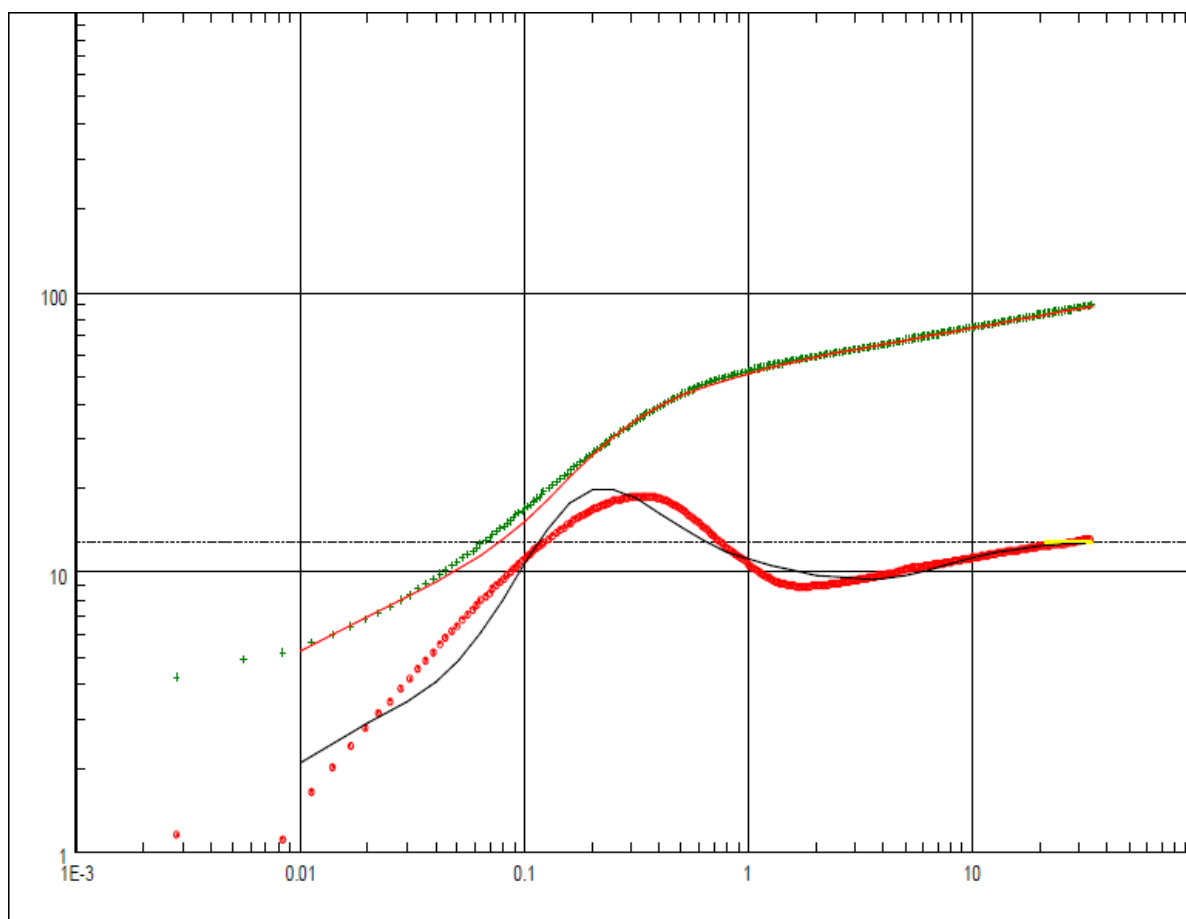
В исследовании представлены КПД по четырём скважинам.

Определение пластового давления выполнено по методу Хорнера. При обработке использовалась модель бесконечного пласта. Методика обработки - способ касательных в логарифмических координатах Хорнера и подбор модели по диагностическому графику (рис. 3.1.9-3.1.12).

Скважина №55

После анализа всех зарегистрированных данных получены следующие результаты:

- Коэффициент приёмистости = 10,56 ((м³/сут)/МПа).
- Коэффициент проницаемости пласта $kh=153,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$ (при вязкости флюида в пластовых условиях 1 мПа*с). При этом если эффективная мощность пласта по вертикали $H_{эф}=118,0 \text{ м}$, то средняя проницаемость пласта равна $k= 1,29 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.
- Скин-фактор отрицательный $S=-2,87$, свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта за счёт трещины.



Log-Log plot: dp and dp' [atm] vs dt [hr]

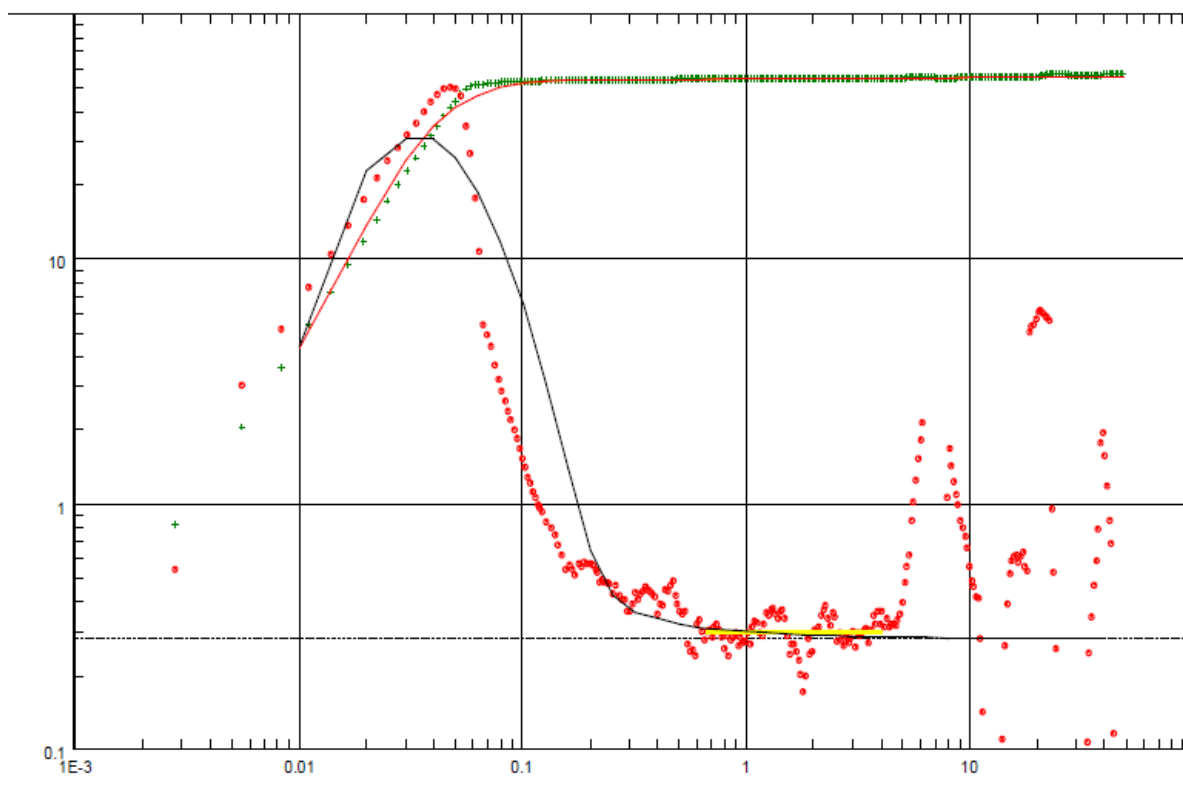
Рисунок 3.1.9– Диагностический график определения модели пласта скважина № 55

Скважина №65

После анализа всех зарегистрированных данных получены следующие результаты:

- Коэффициент приёмистости = 120,0 ((м³/сут)/МПа).
- Коэффициент проницаемости пласта $kh=9860,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$ (при вязкости флюида в пластовых условиях 1 мПа*с). При этом если эффективная мощность пласта по вертикали $H_{\text{эф}}=85,0$ м, то средняя проницаемость пласта равна $k=120,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.
- Скин-фактор отрицательный $S=89,0$, свидетельствует о плохом состоянии призабойной зоны пласта.

По сравнению с исследованиями прошлых лет отмечается увеличение продуктивности и проницаемости пласта это происходит за счёт высокой закачки, открытия трещин в пласте, но при этом после остановки происходит моментальное падение давления, трещины закрываются, и расчётный скин выходит высокий и положительный.



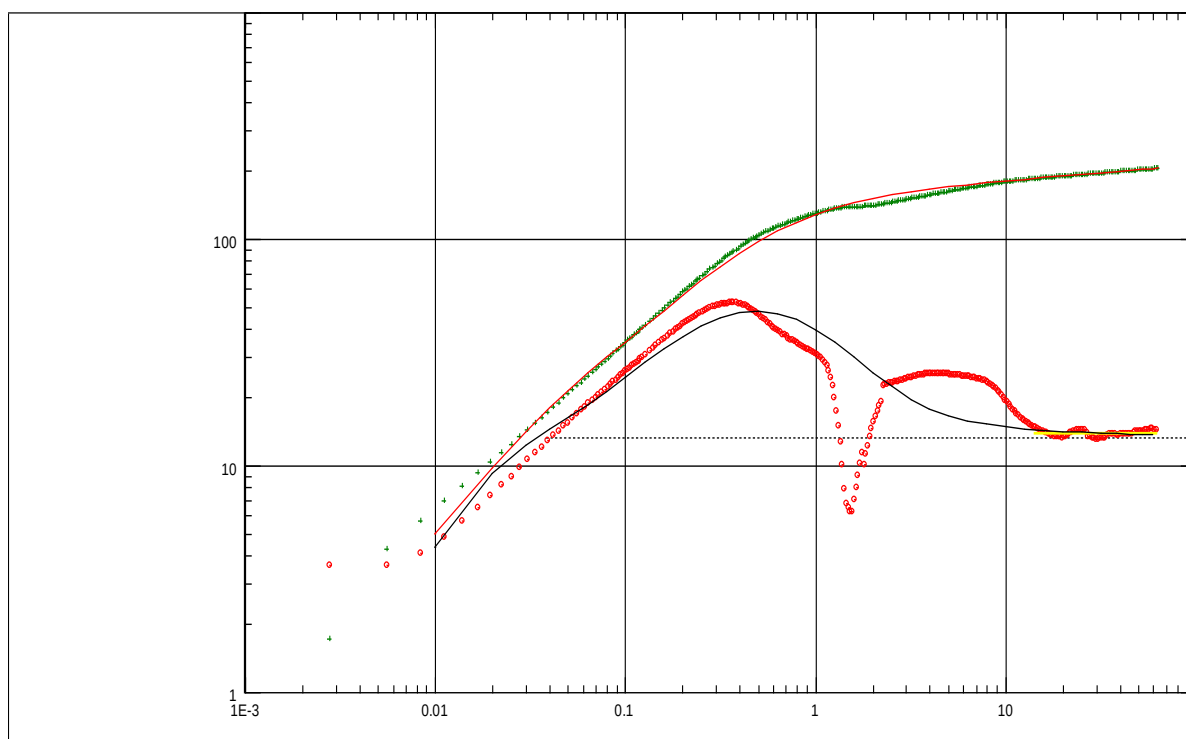
Log-Log plot: dp and dp' [atm] vs dt [hr]

Рисунок 3.1.10– Диагностический график определения модели пласта скважина № 65

Скважина №103

После анализа всех зарегистрированных данных получены следующие результаты:

- Коэффициент приёмистости $\text{Prod.Index} = Q(\text{жидк}) / P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = 7,8 \text{ (м}^3/\text{сут)}/(\text{МПа})$.
- Коэффициент проницаемости пласта “kh” = $133 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$ (при вязкости флюида в пластовых условиях 1 МПа*с). При этом если эффективная мощность пласта по вертикали $H_{\text{эф}} = 83,0 \text{ м}$, то средняя проницаемость пласта равна “k” = $1,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$.
- Скин-фактор положительный $S = “0.78”$.

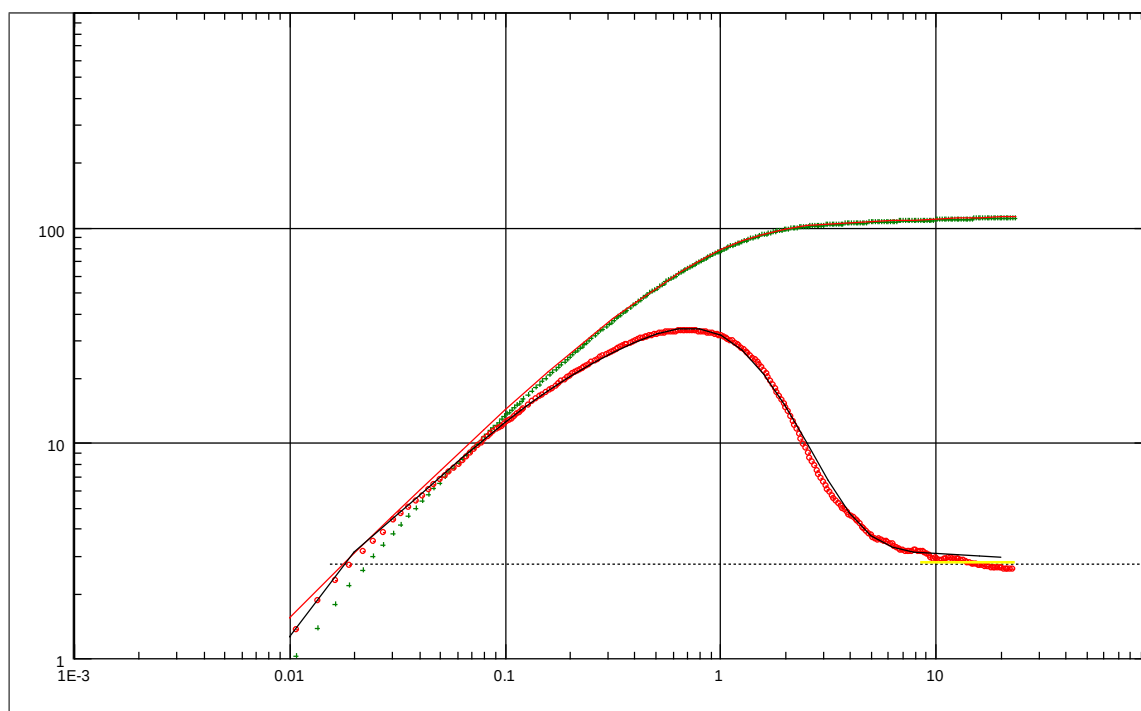


Log-Log plot: dp and dp' [atm] vs dt [hr]

Рисунок 3.1.11– Диагностический график определения модели пласта скважина № 103*Скважина №107*

После анализа всех зарегистрированных данных получены следующие результаты:

- Коэффициент приёмистости $\text{Prod.Index} = Q(\text{жидк}) / P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = 21,4 \text{ ((м}^3/\text{сут)/МПа)}$.
- Коэффициент проницаемости пласта $'kh'' = 942,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$ (при вязкости флюида в пластовых условиях $1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). При этом если эффективная мощность пласта по вертикали $H_{\text{эф}} = 60,0 \text{ м}$, то средняя проницаемость пласта равна $'k'' = 15,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.
- Скин-фактор высокий положительный $S = "10,8"$, свидетельствует о загрязнённом состоянии призабойной зоны пласта.



Log-Log plot: dp and dp' [atm] vs dt [hr]

Рисунок 3.1.12 – Диагностический график определения модели пласта скважина № 107

Таблица 3.1.3 – Результаты проведенных КВД, КВУ за весь период разработки

№	№ скв.	Вид исследования	Год	Дата проведения	Время остановки, ч	Глубина установки манометра, м	Интервал перфорации,м	Рпл на СИП, МПа	Кoeff. гидроп-ти, мкм ² *м/(мПа*с)	Кoeff. пьезоп-сти, 10-3 м ² /с	Кoeff. прониц-ти, 10 ^{^-3} *мкм ²	Кoeff. прод-ти, (м ³ /сут)/МПа)	Скин эффект
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	55	КВД	2003	15.10.2003	48	2550	2615-2771	30,5	0,316	2,45	11,0	13,50	-1,10
2	63	КВД	2003	16.10.2003	48,3	2500	2567-2747	29,5	1,810	14,88	13,7	114,80	4,30
3	64	КВД	2003	19.10.2003	48,0	2600	2684-2810	30,7	0,042	4,55	3,0	1,40	2,20
4	50	КВД	2003	22.10.2003	47,9	2750	2772-2870	27,9	0,053	0,3	3,0	3,60	-0,30
5	50	КВД	2004	01.09.2004	48,0	2730	2772-2870	24,9	0,043	0,23	2,0	2,40	-0,20
6	63	КВД	2004	03.09.2004	24,0	2500	2567-2747	27,1	0,423	3,5	32,0	40,20	-1,00
7	55	КВД	2004	05.09.2004	24,1	2550	2615-2771	26,5	0,380	2,95	14,0	20,80	-1,00
8	66	КВД	2004	05.09.2004	24,0	2600	2632-2795	27,1	0,816	27,710	16,0	29,80	1,60
9	64	КВД	2004	08.09.2004	24,0	2600	2684-2810	25,0	0,207	22,350	12,0	7,60	1,20
10	65	КВД	2005	07.01.2005	24,1	2700	2774-2900	26,5	0,511	16,390	9,0	14,70	4,40
11	55	КВД	2005	17.08.2005	23,9	2500	2615-2771	25,8	0,034	0,32	2,0	18,70	4,30
12	63	КВД	2005	19.08.2005	24,0	2500	2567-2747	25,0	0,235	2,83	11,0	78,50	3,70
13	55	КВД	2006	05.07.2006	24,0	2550	2615-2771	23,0	0,352	34,84	-	15,50	0,50
14	66	КВД	2006	07.07.2006	23,9	2600	2632-2795	23,0	0,767	59,0	13,0	28,20	1,80
15	65	КВД	2006	19.07.2006	24,0	2700	2774-2900	23,0	0,443	0,5	-	13,80	4,90
16	66	КВД	2006	21.11.2006	-	2600	2632-2795	18,0	0,594	20,15	11,0	22,90	0,40
17	63	КВД	2006	09.12.2006	42,5	2500	2567-2747	21,8	2,616	69,74	39,0	69,70	4,20
18	55	КВД	2006	11.12.2006	36,0	2550	2615-2771	21,5	0,403	17,26	10,0	16,50	-0,30
19	101	КВД	2006	15.12.2006	36,3	2550	2683-2865	22,9	0,650	21,730	12,0	36,00	-2,20
20	101	КВД	2008	09.02.2008	-	2841	2683-2865	20,2	0,669	50,88	13,0	30,90	-0,80
21	101	КВД	2011	12.06.2011	48,0	2600	2683-2865	18,0	1,366	-	25,0	32,40	0,20
22	63	КВД	2017	01.02.2017	107,9	2467	2567-2670	17,4	0,879	38,4	10,8	26,10	-0,90
23	66	КВД	2017	01.02.2017	107,9	2030	2632-2670	16,1	0,388	18,8	5,8	62,60	-5,50
24	109	КВД	2017	02.02.2017	144,0	2631	2701-2811	17,4	0,277	13,1	3,7	14,80	1,67
25	102	КВД	2017	21.02.2017	95,7	2459	2512-2718	17,4	0,574	37,3	9,9	7,80	23,80
26	106	КВД	2017	22.02.2017	95,8	2482	2532-2698	17,6	0,630	19,0	5,0	7,60	34,76
27	101	КВД	2017	20.03.2017	104,7	2630	2683-2865	16,8	1,480	112,0	25,1	16,40	29,20
28	101	КВД	2017	13.09.2017	110,3	2630	2683-2865	17,2	1,032	66,64	12,4	15,63	19,00
29	102	КВД	2017	13.09.2017	110,2	2459	2512-2718	17,5	0,582	30,38	7,1	5,86	33,10
30	106	КВД	2017	18.09.2017	132,7	2482	2532-2698	17,4	0,517	28,39	6,3	6,42	25,20
31	63	КВД	2017	05.11.2017	131,7	2467	2567-2670	17,4	0,832	56,83	14,5	27,78	3,64
32	106	КВД	2018	08.05.2018	95,5	2482	2532-2698	17,5	0,498	27,36	6,1	6,90	18,20
33	50	КВД	2018	09.05.2018	252,1	2644	2758-2875	15,4	0,022	1,84	0,4	2,34	-2,66
34	63	КВД	2018	04.06.2018	263,2	2467	2567-2670	17,1	1,114	76,03	19,4	31,12	4,73
35	104	КВД	2018	10.06.2018	216,0	2402	2745-2904	16,8	0,318	27,48	5,0	9,78	3,41
36	101	КВД	2018	17.06.2018	167,9	2630	2683-2865	16,8	0,949	61,27	11,4	17,42	12,80
37	109	КВД	2018	17.06.2018	318,0	2631	2701-2811	17,3	0,213	12,73	2,8	14,02	-1,53
38	63	КВД	2018	28.11.2018	110,0	2467	2567-2670	17,0	0,964	65,84	16,8	30,71	3,67
39	66	КВД	2019	14.02.2019	140,1	2030	2632-2670	15,2	0,103	17,08	3,5	51,71	-6,81
40	104	КВД	2019	23.02.2019	214,4	2402	2745-2904	15,8	0,120	10,65	1,9	10,82	-2,23
41	106	КВД	2019	28.02.2019	114,3	2482	2532-2698	17,5	0,633	35,49	7,7	11,70	15,80

Продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
42	108	КВД	2019	12.03.2019	288,6	2362	2513-2695	18,0	0,263	19,77	4,3	9,96	3,77
43	52	КВД	2019	13.03.2019	427,6	2400	2550-2652	16,9	0,003	0,97	0,2	0,34	-3,01
44	109	КВД	2019	26.03.2019	350,8	2631	2701-2811	17,1	0,377	22,54	4,9	18,03	-0,83
45	101	КВД	2019	22.04.2019	241,5	2630	2683-2865	16,7	0,957	61,81	11,5	18,47	13,90
46	108	КВД	2019	22.04.2019	288,6	2362	2513-2695	18,1	0,488	36,39	7,9	13,03	7,40
47	63	КВД	2019	22.05.2019	147,8	2467	2567-2670	17,0	0,821	56,04	14,3	31,23	2,77
48	51	КВД	2019	21.06.2019	326,1	2721	2757-2870	15,5	0,059	8,95	1,9	4,12	-1,97
49	63	КВД	2019	10.07.2019	323,9	2467	2567-2670	17,0	0,855	58,38	14,9	30,27	3,02
50	52	КВД	2020	31.01.2020	264,0	2494,23	2550-2652	18,8	0,017	-	1,2	1,43	-3,08
51	51	КВД	2020	07.05.2020	168,0	2721	2757-2870	11,7	0,042		1,4	3,37	-2,66
52	50	КВД	2020	13.10.2020	216,0	2494,23	2758-2875	12,9	0,026		1,9	3,90	-2,21
53	102	КВД	2020	07.12.2020	329,0	2400	2512-2718	14,5	0,554	28,9	6,8	32,80	-2,30
54	50	КВД	2020	11.12.2020	216,0	2612	2758-2875	12,8	0,054	17,1	1,1	4,30	-2,30
55	101	КВД	2020	17.12.2020	192,5	2631	2683-2865	16,5	0,891	4,4	10,7	14,10	18,40
56	104	КВД	2020	23.12.2020	251,0	2663	2745-2904	14,5	0,201	16,3	3,2	12,60	-1,50
57	109	КВД	2020	24.12.2020	245,0	2631	2701-2811	14,7	0,162	7,5	1,5	16,60	-2,60
58	102	КВД	2021	08.02.2021	302,2	2399,92	2512-2718	14,1	0,386	20,2	4,7	31,70	-3,22
59	51	КВД	2021	12.02.2021	229,4	2721	2757-2870	10,9	0,020	3,1	0,7	1,58	-2,17
60	106	КВД	2021	09.03.2021	150,0	2403,91	2532-2698	13,6	1,071	27,1	6,0	14,93	22,60
61	104	КВД	2021	09.06.2021	153,8	2663	2745-2904	13,4	0,204	17,7	3,2	12,66	-1,17
62	50	КВД	2021	30.07-08.08.2021	216,3	2611,58	2758-2875	12,8	0,053	4,4	1,1	0,36	-2,30
63	109	КВД	2021	02.08-09.08.2021	154,3	2630,56	2701-2811	14,4	0,151	6,6	1,4	1,46	-2,36
64	110	КВД	2021	30.07-07.08.2021	191,1	2365	2855-2877	15,0	0,211	29,9	7,4	0,62	5,47
65	105	КВД	2021	31.08-03.09.2021	87,7	2446,53	2441-2746	13,6	1,269	51,4	11,4	4,92	3,25
66	50	КВД	2021	23.09.21-28.09.21	132,0	2611,58	2758-2875	13,6	0,053	4,4	1,1	0,44	-2,54
67	104	КВД	2021	23.09.21-28.09.21	131	2663	2745-2904	13,3	0,204	17,7	3,2	1,42	-1,17
68	101	КВД	2021	02.07.21-06.07.21	103,8	2631	2683-2865	15,3	0,773	49,9	9,3	1,44	15,10
69	110	КВД	2021	23.09.21-28.09.21	111,3	2365	2855-2877	14,5	0,186	26,4	6,5	0,92	3,06
70	50	КВД	2022	06.04-14.04.2022	221,2	2721	2758-2875	12,8	0,082	7,6	2,0	0,06	-2,28
71	104	КВД	2022	06.04-14.04.2022	221	2676,09	2745-2904	12,5	0,145	12,5	2,0	0,89	-1,05
72	108	КВД	2022	14.04-22.04.2022	214	2345	2513-2695	14,7	0,576	42,5	0,9	0,04	48,4
73	110	КВД	2022	14.04-22.04.2022	214,5	2365,09	2855-2877	15,5	0,015	6,3	0,1	0,07	2,53
74	109	КВД	2022	07.09.2022	-	2620,12	2701-2811	15,7	0,151	6,6	1,4	11,06	-0,80
75	101	КВД	2022	30.07.2022	-	2642,59	2683-2865	15,6	0,719	46,4	8,6	12,95	12,90
76	108	КВД	2023	24.06-04.07.2023	291	2345	2513-2695	14,3	0,260	17,5	3,9	3,2	23,7
77	50	КВД	2023	05.07-17.07.2023	309,6	2602	2810-2855	12,2	0,029	6,2	1,5	3,6	0
78	116	КВД	2023	09.08.2023	383,1	2610,6	2745-2790	13,9	0,008	1,5	0,3	1,4	9,72
79	110	КВД	2023	18.10-31.10.2023	214,5	2365,02	2855-2877	15,9	0,015	6,3	0,526	0,7	2,53
80	64Д	КВД	2023	05.09-13.03.2023	309	2661,5	2810-2855	14,6	0,001	0,2	0,02	5,86	3,2
81	101	КВД	2023	06.10-17.10.2023	103,8	2397,5	2683-2865	14,8	0,773	49,9	8,64	12,9	12,9
82	104	КВД	2024	21.08.2024	389,8	2824	2745-2904	9,9	0,0001	0,0080	0,0015	7,70	-2,68
83	110	КВД	2025	19-27.02.2025	184,6	2866	2855-2877	12,2	0,146	390,60	7,05	7,30	5,27
84	51	КВУ	2023	04-19.04.2023	359,3	2845	2845-2870	12,8	2,1	0,72	0,1	0,6	-5,7
85	52	КВУ	2023	04-11.04.2023	164,3	2550	2550-2666	15,8	3,39	1,76	0,28	1,09	-5,5

Таблица 3.1.4 – Результаты проведенных КПД за весь период разработки

№п/п	Вид исследования	№скв.	Год	Дата проведения	Время остановки, ч	Глубина спуска манометра, м	Рпл на СИП, МПа	Кпр, 10 ⁻³ *мкм2	Кприем, м³/сут/МПа	Гидропро-водность, мкм2*м/(МПа*с)	Пьезопро-водность, 10 ⁻³ *м²/с	Скин-фактор
1	КПД	55	2018	26.11.2018	72,0	2715	16,5	1,0	11,0	0,10	1,9	-2,3
2	КПД	65	2018	30.11.2018	72,0	2830	16,6	3,0	18,3	0,25	3,52	-1,0
3	КПД	103	2018	04.12.2018	72,0	2828	18,3	2,0	21,7	0,14	2,35	-4,2
4	КПД	55	2019	26.11.2019	72,0	2680	16,6	1,0	8,4	0,08	0,8	-2,5
5	КПД	103	2019	15.12.2019	72,0	2828	17,7	1,0	7,2	0,09	1,33	-1,4
6	КПД	65	2019	21.12.2019	72,0	2830	16,6	2,0	8,7	0,17	2,45	2,6
7	КПД	65	2020	18.09.2020	72,0	2829,5	14,8	2,0	1,2	0,14	2,01	-1,6
8	КПД	55	2020	21.09.2020	72,0	2688	14,1	0,7	0,7	0,08	8,01	-2,06
9	КПД	103	2020	16.11.2020	72,0	2828	16,6	2,0	1,07	0,16	2,02	-0,5
10	КПД	55	2021	28.11.21-30.11.21	48,0	2615	12,0	1,0	10,7	0,11	1,14	-2,7
11	КПД	55	2021	12.12.21-15.12.21	48,0	2615	11,6	1,0	9,6	0,11	1,04	-2,4
12	КПД	103	2021	24.11.21-26.11.21	96,4	2767	15,3	2,0	9,6	0,18	2,48	0,34
13	КПД	55	2022	04-06.07.2022	48,0	2615	11,3	0,65	7,7	0,08	0,76	-2,77
14	КПД	65	2022	01-03.07.2022	48,0	2774	14,6	2,95	13,92	0,24	3,32	1,67
15	КПД	103	2022	27-30.06.2022	48,1	2767	15,2	2,35	11,25	0,24	3,65	2,90
16	КПД	55	2023	24-25.12.2023	30,1	2693	13,6	1,16	10,07	0,14	1,35	-1,27
17	КПД	65	2023	22-24.02.2023	47,8	2830	14,7	1,72	7,4	0,14	2	1,65
18	КПД	65	2023	28.11-04.12.2023	145,6	2730	15,8	2,32	9,18	0,19	2,7	2,45
19	КПД	103	2023	02-05.04.2023	59,2	2828	16,9	2,0	8,7	0,16	2,48	1,52
20	КПД	55	2024	27.02.2024	30,3	2770	13,9	1,19	10,56	0,14	1,39	-1,03
21	КПД	103	2024	24.02.2024	63,7	2828	17,5	1,62	7,70	0,13	1,98	0,78
22	КПД	107	2025	13-14.05.2025	24,0	2513	10,5	15,7	21,42	0,94	18,30	10,8
23	КПД	55	2025	14-16.05.2025	35,0	2650	13,0	1,29	10,56	0,15	1,50	-2,87
24	КПД	65*	2025	07-09.05.2025	48,8	2808	28,8	120,0	50,35	10,2	140,0	89,0

* - после остановки скважины происходит моментальное падение давления, трещины закрываются.

Исследование МУО в добывающих скважинах

Всего за анализируемый период исследованиями МУО охвачены 3 скважины для определения стабильных режимов работы скважин и их параметров. Методика проведения МУО основана на изменении и стабилизации технологических режимов посредством регулирования работы частоты УЭЦН.

Результаты исследования МУО в 2019г и 2025г представлены в таблице 3.1.5 и 3.1.6. В 2019г исследования охватывали скважины №63 и №108, при этом на каждой скважине отрабатывалось от 5 до 6 режимов. В 2025г охват исследований был расширен до трёх скважин (№108, №114, №116), однако количество режимов сократилось до трёх на каждой скважине.

На рисунках 3.1.16 – 3.1.17 были построены индикаторные диаграммы по скважинам согласно исследованиям МУО в 2019 и 2025гг — график зависимости забойного давления от дебита нефти.

Индикаторные диаграммы представляют собой зависимости давления на забое от дебита, построенные по результатам измерения на установившемся режиме работы скважин. Согласно уравнению Дюпюи для радиального притока жидкости, индикаторная диаграмма представляет собой прямую линию, наклон которой зависит от продуктивности пласта. Для одной и той же гидропроводности и меняющихся скин-факторов можно получить семейство индикаторных линий, расположенных под разным углом наклона в зависимости от величины скин-фактора.

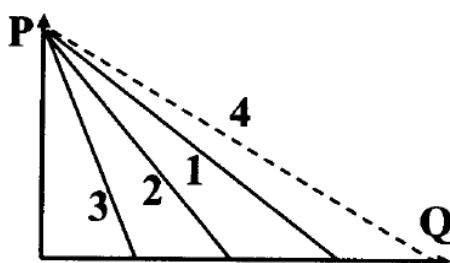


Рисунок 3.1.13 - Индикаторные диаграммы для притока однофазной жидкости

В практике также широко используются способ описания индикаторных диаграмм нелинейными зависимостями. В частности, для реальной пластовой нефти имеет существенное значение тот факт, что при снижении давления на забое скважины ниже давления насыщения из жидкости начинает выделяться газ. В призабойной зоне пласта поток становится двухфазным, что приводит к резкому снижению фазовой проницаемости по жидкости и соответственно снижению дебита. Согласно хорошо известному приближению Вогеля индикаторная диаграмма в этом случае описывается соотношением:

$$q = K_{\text{факт}} (P_{\text{н}} - P_{\text{с}}) \text{ для } P_{\text{с}} > P_{\text{нас}}$$

$$q = q_{\text{нас}} + \{q_{\text{max}} - q_{\text{нас}}\} \left\{ 1 - 0.2 \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{нас}}} - 0.8 \frac{P_{\text{с}}^2}{P_{\text{нас}}^2} \right\}$$

для $P_{\text{с}} \leq P_{\text{нас}}$

Таблица 3.1.5 - Результаты МУО проведенные в 2019г

№ скв	Параметры	1	2	3	4	5	6
		режим	режим	режим	режим	режим	режим
63	Продолжит-ть, часов	208.5	129.5	116.7	169.7	212.4	-
	Частота, Гц	35	35	41	50	53	-
	Рпл (на СИП), МПа	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	-
	Рзаб (на СИП), МПа	13.2	12.2	11.2	10.4	10.2	-
	ΔР, МПа	1.5	2.5	3.5	4.3	4.5	-
	Qж, м³/сут	43.9	64.7	91.2	116.3	122.0	-
	Кпрод, м³/сут/МПа	28.7	26.3	26.3	27.2	27.2	-
108	Продолжит-ть, часов	117.51	222.4	210.93	315.57	314.08	363.36
	Частота, Гц	35	35	35	41	45	50.5
	Рпл (на СИП), МПа	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7
	Рзаб (на СИП), МПа	13.2	12.0	11.4	10.2	9.6	10.0
	ΔР, МПа	2.5	3.7	4.2	5.5	6.1	5.7
	Qж, м³/сут	31.6	42.9	52.0	59.7	66.8	62.1
	Кпрод, м³/сут/МПа	12.6	11.7	12.3	10.9	11.0	11.0

Таблица 3.1.6 - Результаты МУО проведенные в 2025г

№ скв	Параметры	1	2	3
		режим	режим	режим
108	Частота, Гц	40	43	47
	Рпл (на СИП), МПа	11,6	11,6	11,6
	Рзаб (на СИП), МПа	6,7	5,5	5,0
	ΔР, МПа	4,9	6,1	6,6
	Qж, м³/сут	60,0	69,0	86,0
	Кпрод, м³/сут/МПа	12,2	11,3	13,0
114	Частота, Гц	47	47	51
	Рпл (на СИП), МПа	13,2	13,2	13,2
	Рзаб (на СИП), МПа	5,4	4,9	4,6
	ΔР, МПа	7,8	8,3	8,6
	Qж, м³/сут	94,7	99,5	104,0
	Кпрод, м³/сут/МПа	12,1	12,0	12,1
116	Частота, Гц	50	45	45
	Рпл (на СИП), МПа	13,5	13,5	13,5
	Рзаб (на СИП), МПа	5,3	4,5	4,5
	ΔР, МПа	8,2	9,0	9,0
	Qж, м³/сут	96,5	104,0	110,0
	Кпрод, м³/сут/МПа	11,8	11,6	12,2

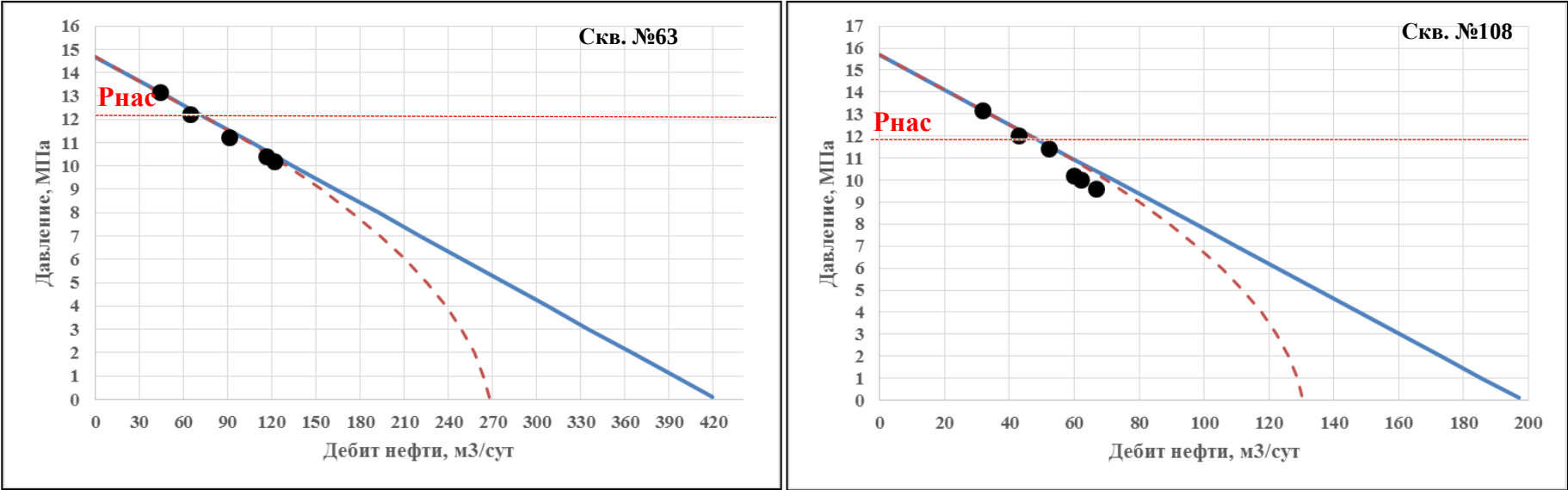


Рисунок 3.1.16 - Индикаторная кривая МУО по скважинам №63 и №108 в 2019г

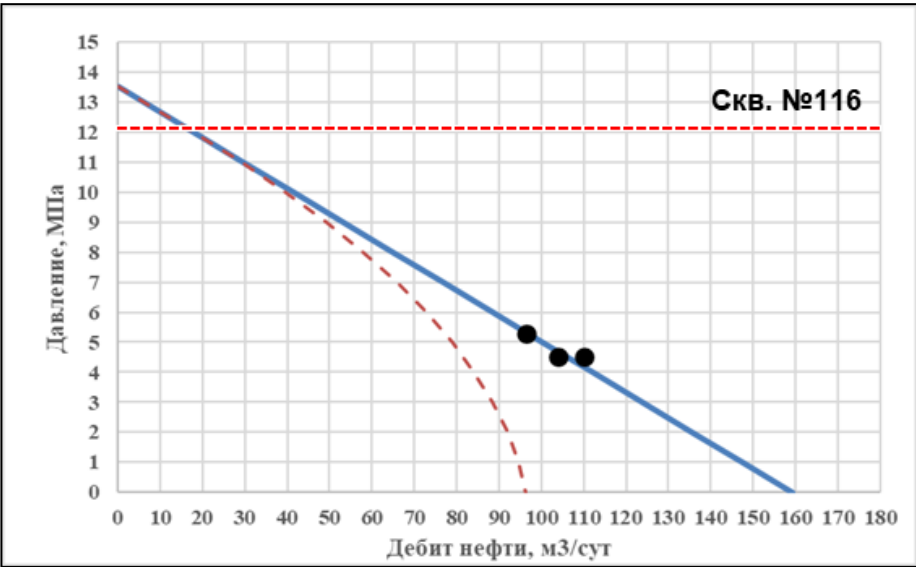
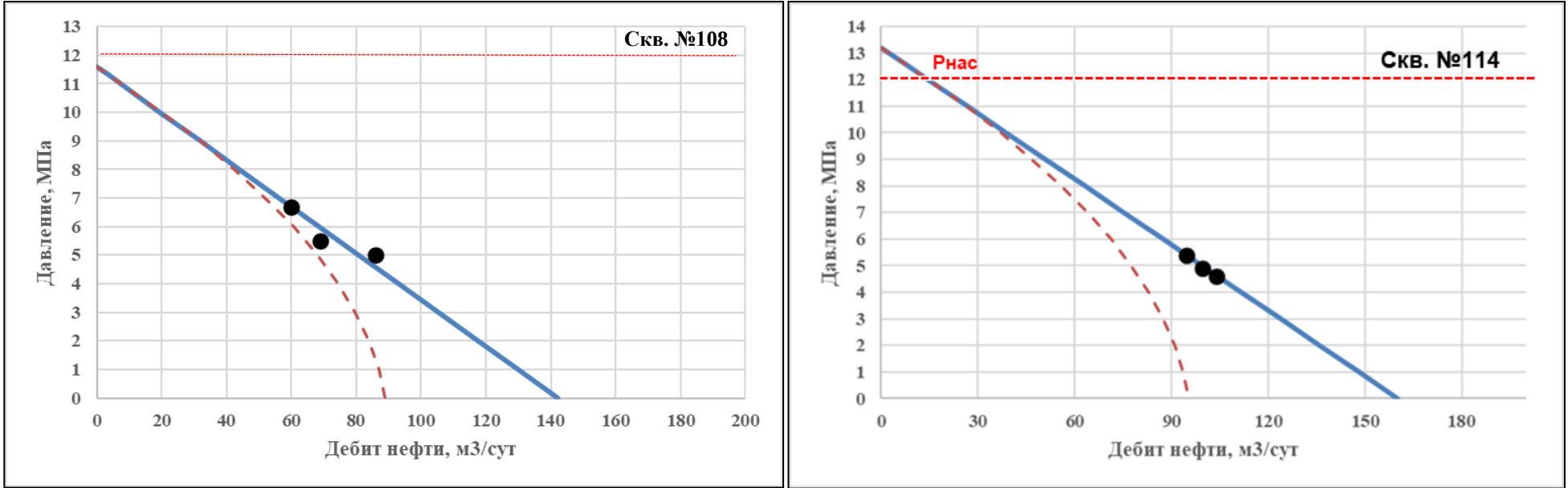


Рисунок 3.1.17 - Индикаторная кривая МУО по скважине №№108, 114 и 116

Как видно из результатов проведенных исследований МУО в 2019г коэффициенты продуктивности при различных режимах практически одинаковые и дебит нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения увеличивается. Исходя из этого можно сделать вывод, что снижение $R_{заб}$ до 6-10 МПа (ниже $R_{нас}$) не привело к снижению дебита нефти и текущее забойные давления находятся в пределах допустимых величин.

Фактические забойные давления по скважинам №108, №114 и №116 в ходе МУО 2025г варьировались в пределах 4,5–6,7 МПа, то есть были ниже минимального значения $R_{заб} = 0,6 \cdot R_{нас}$, по результатам проведенных исследований снижения продуктивности при работе скважин ниже $0,6 \cdot R_{нас}$ не выявлено — значения $K_{прод}$ остаются стабильными по всем трём скважинам. Полученные результаты могут служить основанием для пересмотра утверждённого предельного допустимого забойного давления в сторону $0,5 \cdot R_{нас}$. Вместе с тем необходимо учитывать, что на месторождении фиксируется устойчивый рост газового фактора, значение которого на дату составления отчёта превышает газосодержание на 34%. Данная тенденция является прямым следствием снижения давлений ниже давления насыщения.

На рисунке 3.1.18 представлена динамика изменения пластового давления на уровне СИП по месяцам с начала разработки. Как видно из рисунка динамики давлений, по месторождению наблюдается тенденция к снижению пластового давления. Установленные уровни компенсации при текущих темпах закачки воды не влияют на улучшения энергетического состояние залежи.

В целом по залежи пластовое давление на 31.12.2025г составляет 12,2 МПа (на СИП) при установленном давлении насыщения на уровне 12 МПа, также фактическое среднее забойное давление ниже давления насыщения и составляет 9,3 МПа. В соответствии с рекомендациями АРМ-2023г, с целью улучшения энергетического состояния месторождения и поддержания пластового давления, был предусмотрен поэтапный перевод скважин под нагнетание: в 2023 году — скважина №107, в 2024 году — скважины №64Д и №116. На дату составления отчёта скважины №107 и №64Д переведены в нагнетательный фонд и введены в работу. Перевод скважины №116 под нагнетание находится в стадии реализации. При сравнении результатов исследований прошлых годов наблюдается постепенное увеличение пластового давления в нагнетательных скважинах. В нагнетательных скважинах №65 и 103 пластовое давление по результатам исследований 2023г составляло соответственно 14,8 и 16,4 МПа. По результатам последних исследований пластовое давление составило 28,9 и 17,5 МПа соответственно.

Согласно технологическим показателям раздела 4.1, осуществление перевода скважины №116 под нагнетание позволит увеличить суммарный объём закачки и

обеспечить поддержание компенсации отбора жидкости на уровне выше 100%, что в ближайшей перспективе должно способствовать поддержанию пластового давления. При компенсации свыше 100% объём закачиваемой воды превышает объём отбираемых флюидов, в результате чего в пласте накапливается избыток жидкости, восполняющий пластовую энергию. В целях дальнейшего поддержания энергетического состояния залежи и сохранения достигнутого уровня компенсации проектом предусмотрен перевод скважины №108 под нагнетание в 2028 году. Вместе с тем, с учётом динамики пластового давления и фактических показателей компенсации, в дальнейшем может потребоваться пересмотр системы поддержания пластового давления и корректировка объёмов закачки.

Карта изобар на 01.01.2026г представлена в графическом приложении 8 к отчету.

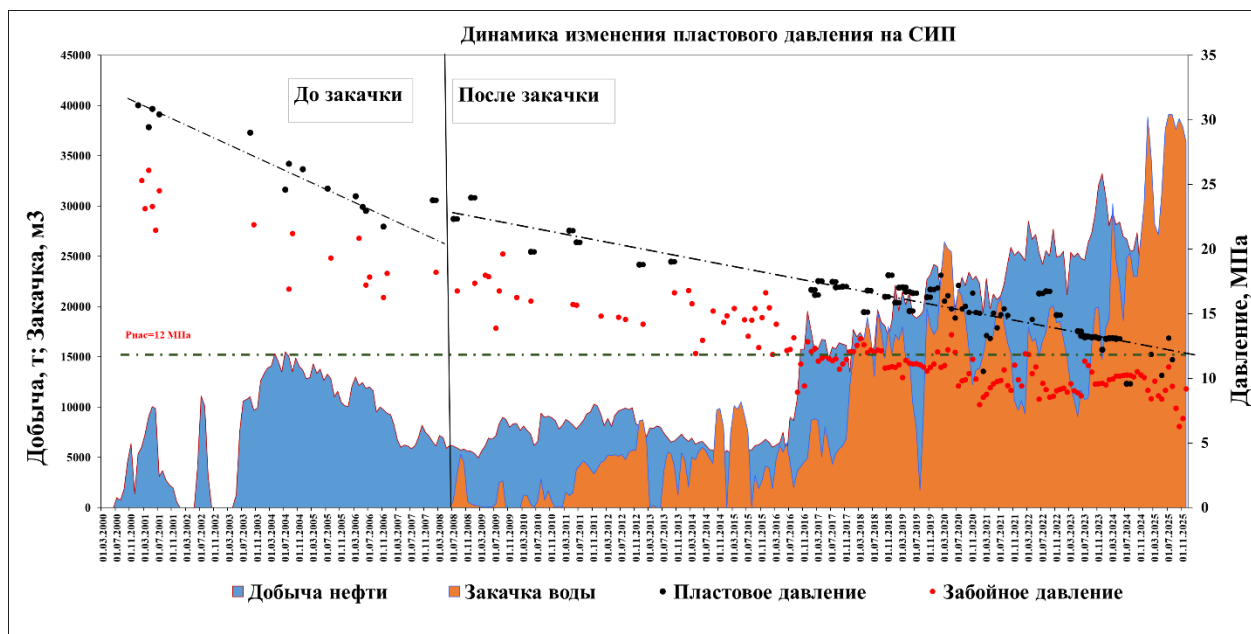


Рисунок 3.1.18 - Динамика пластового давления с начала разработки

Выводы и рекомендации:

- За период 2023–31.12.2025 гг. на месторождении выполнено 21 ГДИС, в том числе 8 КВД, 9 КПД, 3 МУО и 1 КВУ.
- По результатам ГДИС в анализируемый период интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,0015 до $15,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $3,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение пьезопроводности составляет $57,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$, изменяясь в интервале от 0,008 до $390,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,0001 до $0,94 \text{ м} \cdot \text{мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя $0,2 \text{ м} \cdot \text{мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$. Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 11,9–12,2 $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем $12,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. В сравнении с данными АРМ 2023г отмечается устойчивое ухудшение параметров: средняя проницаемость снизилась на 61%, пьезопроводность — на 63%, коэффициент продуктивности — на

38%. Данные тенденции обусловлены прогрессирующим разгазированием нефти на фоне снижения пластового давления и забойным давлением ниже давления насыщения;

- Начальное пластовое давление на ВНК составляет 30,3 МПа. Текущее пластовое давление на ВНК, замеренное в 2025г, в среднем составляет 13,5 МПа на ВНК и 12,2 МПа на СИП. Среднее фактическое забойное давление по залежи составляет 9,3 МПа, то есть находится ниже давления насыщения - 12,0 МПа.
- По результатам повторных исследований КПД по скважинам №65, и 103 наблюдается увеличение пластового давления. В нагнетательных скважинах №65 и 103 пластовое давление по результатам исследований 2023г составляло соответственно 14,8 и 16,4 МПа. По результатам последних исследований пластовое давление составило 28,9 и 17,5 МПа соответственно;
- По результатам МУО, снижение забойного давления до 4,5–6,7 МПа не приводит к падению продуктивности, что позволяет обоснованно снизить проектный предел Рзаб до уровня $0,5 \cdot P_{нас}$;
- Увеличить количество режимных исследований для определения коэффициента продуктивности и при проведении последующих необходимых исследований на неустановившихся режимах фильтрации необходимо учитывать предыдущие результаты по планируемым скважинам;
- Продолжить проведение гидродинамических исследований на неустановившемся режимах (КВД, КПД);
- Недропользователю рекомендуются провести КВД, МУО в скважинах № 66, 111, 112.

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

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Каратобе Южное всего пробурено 30 скважин: из них добывающий фонд составляет 18 скважин, в том числе 17 действующих, 1 скважина в бездействии. Скважина №№27 находится в бездействующем фонде по причине прихвата УЭЦН с апреля 2022г. Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом: из них 16 скважин (№№27, 50, 63, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 116) - с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), 2 скважины (№№51, 52) - с помощью установок плунжерных штанговых насосов (ШГН).

В нагнетательном фонде числится 5 скважин: №№ 55, 64Д, 65, 103, 107. На дату анализа все нагнетательные скважины находятся в действующем фонде.

В наблюдательном фонде находятся 2 скважины: №№58, 64.

Фонд ликвидированных скважин составляет 5 ед., из них 4 скважины ликвидированы по геологическим, 1 скважина – по техническим причинам.

Характеристика фонда скважин и их распределение по категориям месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.01.2026 г представлены в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.1 соответственно.

Техническое состояние текущего фонда скважин приведено в табличном приложении к отчету П.3.2.1.



Рисунок 3.2.1- Распределение фонда скважин по категориям на 01.01.2026г

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2026г

№№ п/п	Наименование	Количество скважин	№№ скважин
1	2	3	4
Фонд добывающих скважин	Всего	18	27, 50, 51, 52, 63, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 116
	действующие	17	50, 51, 52, 63, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 116
	в т.ч. ШГН	2	51, 52
	УЭЦН	15	27, 50, 63, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 116
	в бездействии	1	27
Фонд нагнетательных скважин	Всего	5	55, 65, 64Д, 103, 107
	действующие	5	55, 64Д, 65, 103, 107
	в бездействии	-	-
Фонд наблюдательных скважин	Всего	2	58, 64
Фонд ликвидированных скважин	Всего	5	
	по геологическим причинам	4	59, 60, 61, 62
	по техническим причинам	1	53
Весь пробуренный фонд		30	

Анализ работы добывающих скважин

В таблице 3.2.2 приведено текущее распределение максимального фонда добывающих скважин по величине дебита нефти за анализируемый период с 01.01.2023г по 31.12.2025г. По результатам анализа фонд можно условно разделить на пять групп:

- Первая группа - фонд с производительностью менее 10 т/сут;

- Вторая группа - фонд с производительностью от 10 до 30 т/сут;
- Третья группа - фонд со среднесуточной добычей 30-50 т;
- Четвертая группа - фонд с производительностью от 50 до 75 т/сут;
- Пятая группа - фонд со среднесуточной добычей более 75 т.

В 2023г максимальное количество участвовавших в добыче нефти скважин составило 18 ед., из которых 3 скважины (16,6 % от максимального количества скважин участвовавших в добыче) можно отнести к первой группе, 3 скважины (16,6 %) – вторая группа, 4 скважины (21,4 %) – третья группа, 5 скважин (21,4 %) – четвертая группа и 3 (16,6 %) скважины – пятая группа. Средним максимальным дебитом обладает скважина №№107, составляющим 252,7 т/сут. Средний дебит за 2023 год составляет 53,7 т/сут, коэффициент эксплуатации скважин – 0,94 д.ед.

В 2024г фонд добывающих скважин составил 18 ед., из которых 2 скважины (10,5 % от общего числа работающих скважин) относятся к первой группе, 2 скважины (10,5 %) – вторая группа. По сравнению с 2023г количество низкодебитных скважин сократилось на 2 единицы: скважины №63 и №102 переведены в среднедебитный фонд вследствие увеличения частоты работы УЭЦН, что позволило обеспечить прирост дебита нефти. 4 скважины (21,0 %) находятся в третьей группе, 5 скважин (26,3 %) – четвертая группа и 6 скважин (31,6 %) – пятая группа. Увеличение числа высокодебитных скважин на 3 единицы обусловлено рядом факторов:

- Вводом в эксплуатацию новой добывающей скважины №112 в ноябре 2024 года, которая продемонстрировала высокий дебит нефти на уровне 104,0 т/сут;
- Проведением ПВР на скважине №108, обеспечивших существенный прирост добычи;
- Увеличением частоты работы УЭЦН на скважине №111.

В 2024г средний дебит нефти в целом по фонду составляет 56,2 т/сут при коэффициенте эксплуатации скважин – 0,94 д.ед.

В 2025г максимальный фонд добывающих скважин составляет 17 ед., в том числе 2 скважины (11,8 % от общего фонда действующих скважин) относятся к первой группе, 6 скважин (35,3 %) – вторая группа. Низкодебитный фонд скважин увеличился на 4 единицы. Для увеличения дебита нефти рекомендуемым вариантом 2 предусмотрено проведение ГРП на скважинах №63 и №110. На скважине №104 был проведен ГРП, однако прирост добычи оказался незначительным. 1 скважина (5,9 %) находится в третьей группе, 3 скважины (17,7 %) – четвертая группа и 5 скважин (29,4 %) относятся к пятой группе. Средним максимальным дебитом обладает скважина №№105–182,9 т/сут. Наименьшими дебитами

на уровне 3 т/сут характеризуются скважины №51 и №52, которые стабильно остаются в категории низкодебитного фонда на протяжении всего анализируемого периода. Данные скважины эксплуатируются с применением ШГН, что обусловлено низким энергетическим состоянием, незначительным притоком жидкости и длительным сроком эксплуатации. По состоянию на 01.01.2026г средний дебит нефти в целом по фонду составляет 54,8 т/сут, коэффициент эксплуатации – 0,94 д.ед.

В целом за анализируемый период средний текущий дебит нефти по годам варьируется в пределах 53,7 – 56,6 т/сут. В 2024г отмечается рост среднего дебита нефти на 2,9 т/сут (с 53,7 до 56,6 т/сут) по сравнению с 2023г. Рост обусловлен введением в добычу скважины №№112 с высоким дебитом в ноябре 2024г. Далее в 2025г среднесуточный дебит нефти падает на 1,8 т/сут (с 56,6 до 54,8 т/сут), что связано с уменьшением фонда добывающих скважин в связи с переводом скважин 64Д и 107 под нагнетание.

Для более детального анализа приведена динамика изменения среднесуточного дебита и фонда добывающих скважин в целом по месторождению на рисунке 3.2.2. Так, рост среднего дебита нефти наблюдается в 2023г за декабрь (60,8 т/сут), февраль 2024г (61,1 т/сут), октябрь 2024г (61,6 т/сут) и октябрь 2025г (63,3 т/сут).

Таблица 3.2.2 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти за анализируемый период

Макс. фонд доб. скважин	Ср. текущий дебит нефти	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут														
		q≤10			10<q≤30			30<q≤50			50<q≤75			q>75		
		Кол -во	%	Наименовани я скважин, №№	Кол -во	%	Наименовани я скважин, №№	Кол -во	%	Наименовани я скважин, №№	Кол -во	%	Наименовани я скважин, №№	Кол -во	%	Наименован ия скважин, №№
2023г																
18	53,7	3	16,6	51,52,63	3	16,6	50,102,111	4	22,2	104,108, 110, 116	5	27,8	66,64Д, 101,109,114	3	16,6	105,106,107
2024г																
19	56,6	2	10,5	51,52	2	10,5	50,110	4	21,0	63,64Д,102, 104	5	26,3	66,101,109, 114,116	6	31,6	105,106,107, 108, 111, 112
2025г																
17	54,8	2	11,8	51,52	6	35,3	50,63,102,104, 110,111	1	5,9	66	3	17,7	106,108,109	5	29,4	101,105,112, 114,116

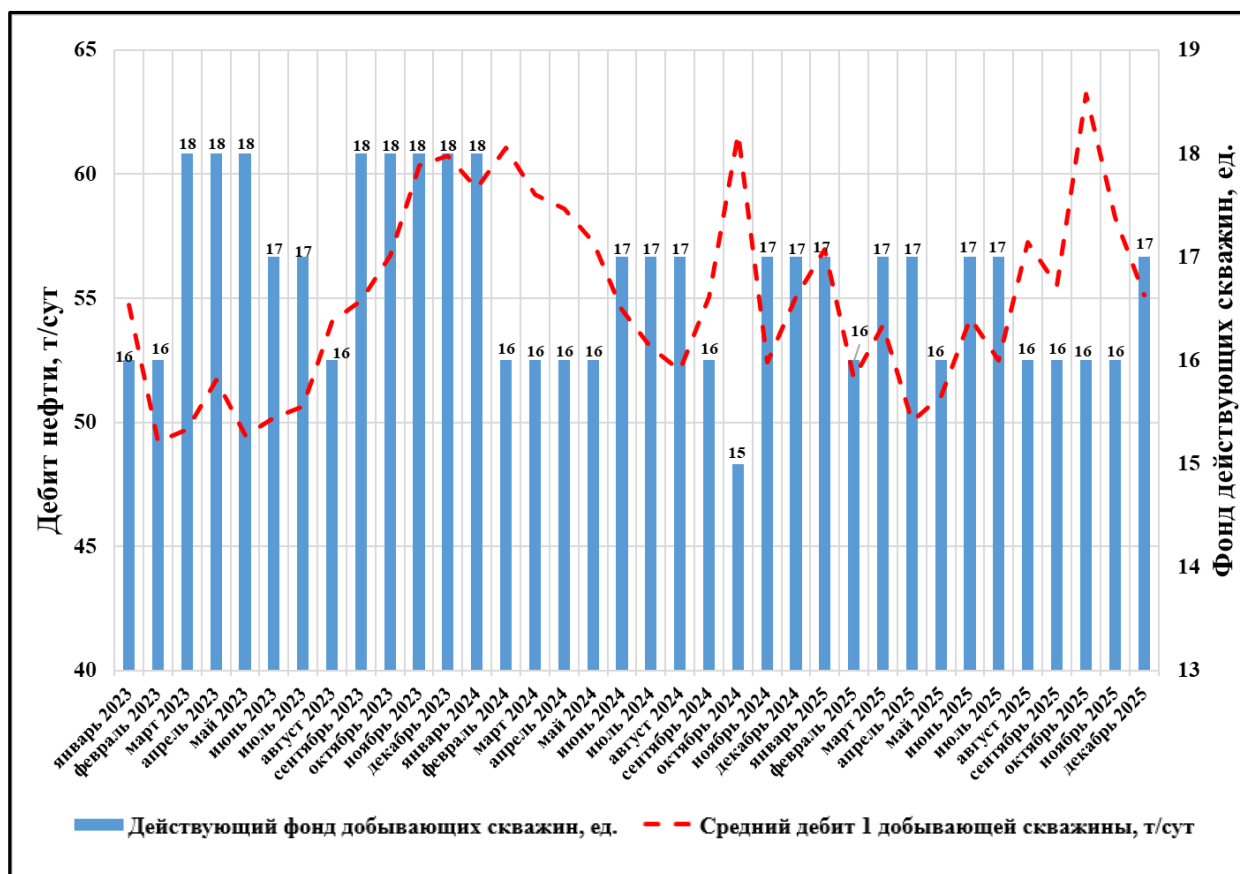


Рисунок 3.2.2- Динамика изменения среднего дебита и фонда действующих добывающих скважин месторождения Каратобе Южное за анализируемый период

Коэффициент использования фонда в отчете проанализирован как отношение действующего фонда добывающих/нагнетательных скважин к эксплуатационному фонду. Коэффициент эксплуатации скважин представляет отношение фактического времени работы добывающих/нагнетательных скважин к календарному времени их работы.

На рисунке 3.2.3 приведена динамика изменения коэффициентов эксплуатации (далее – Кэкс) и использования (далее – Кисп), а также количество действующих добывающих скважин в период 01.01.2023-31.12.2025гг. В целом, коэффициенты эксплуатации отражают частые и продолжительные простои добывающих скважин, где основными причинами являются технико-технологические факторы: проведение исследований КВД, МУО и по гидропрослушиванию, непредвиденные поломки на технологических установках, замена и ремонт УЭЦН, проведение ГРП, бурение и ввод новых скважин (ВНС).

В 2023г коэффициент эксплуатации демонстрировал стабильные высокие значения в диапазоне от 92 до 98 %, за исключением снижения Кэкс до 89 % в апреле 2023г в связи с проведением исследования КВД на скважине №№64Д и исследованием КВУ на скважине №№51, 52, 116.

В период январь – октябрь 2024г наблюдаются высокие показатели Кэкс = 93-100 %. В последние два месяца 2024г значения Кэкс колебались в диапазоне 76–86% д.ед.,

достигнув минимальных показателей за год. Минимальные показатели связаны с проведением ПРС, ОПРС и КРС на скважинах №№50, 66 и 64Д. Максимальный показатель Кэкс 100 % на протяжении всего весеннего сезона.

В 2025г Кэкс изменялся в пределах 84-99 %. Минимальные показатели Кэкс отмечены в октябре 2025г (84 %) в связи с проведением ПРС на скважинах №№102, 104, 110 и 111. Февраль-сентябрь 2025г отметился стабильными показателями Кэкс (93-99%). В 2025г Кисп зафиксирован на уровнях 84% и 94%, лимитирующим фактором Кисп является бездействующая скважина №№27 из-за прихвата УЭЦН.

Исходя из вышеизложенного, основными причинами простоями в период 2023-01.01.2026гг являются геолого-технологические мероприятия такие как КРС, ПРС и исследования КВД, КВУ и т.д.

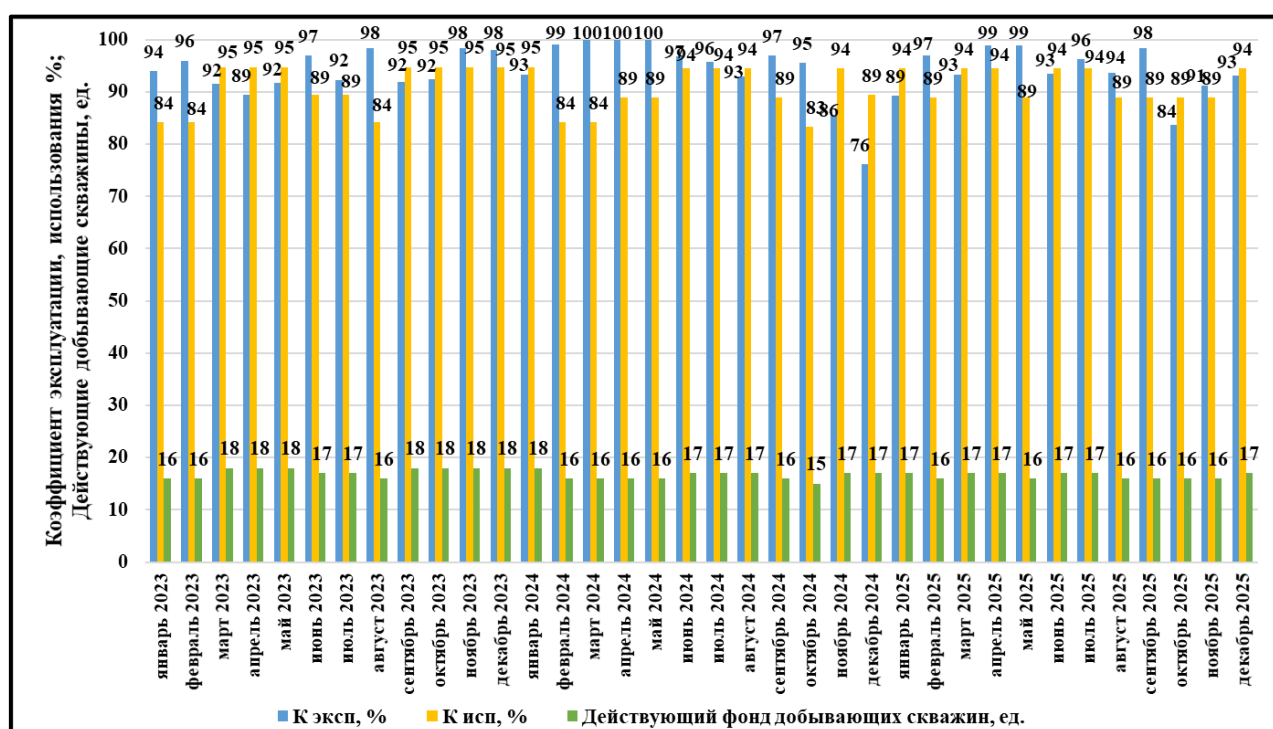


Рисунок 3.2.3 - Основные показатели действующего фонда добывающих скважин за анализируемый период

За отчетный период 2023-31.01.2025гг на месторождении пробурены и введены в эксплуатацию скважины №№112, 116.

Скважина № 116 вступила в эксплуатацию в марте 2023г. В том же месяце в скважине был проведен ГРП и дебит нефти составил 13,7 т/сут, а уровень обводненности 1,9%. После проведения повторного ГРП в августе 2023 года скважина демонстрирует значительный прирост добычи: дебит нефти достиг 55,8 т/сут при обводнённости 7,6%. Текущий дебит нефти составляет 87,2 т/сут и обводненность 0,2%. Динамика основных показателей эксплуатации скважины приведено на рисунке 3.2.4

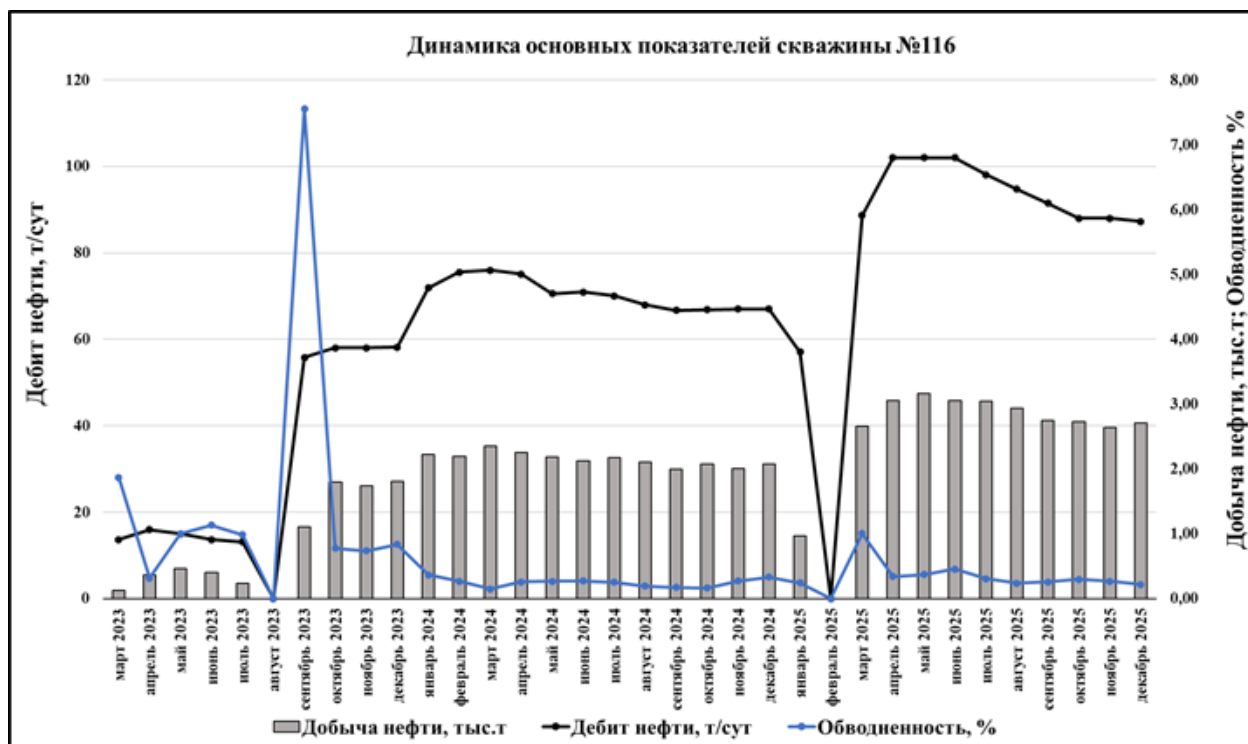


Рисунок 3.2.4 - Динамика основных показателей эксплуатации скважины 116

Скважина № 112 вступила в эксплуатацию в ноябре 2024г. В том же месяце 2024г в скважине был проведен ГРП и дебит нефти после ГТМ составил 113,1 т/сут. Текущий дебит нефти составляет 141,1 т/сут и обводненность 0,1%. Динамика основных показателей эксплуатации скважины приведена на рисунке 3.2.5

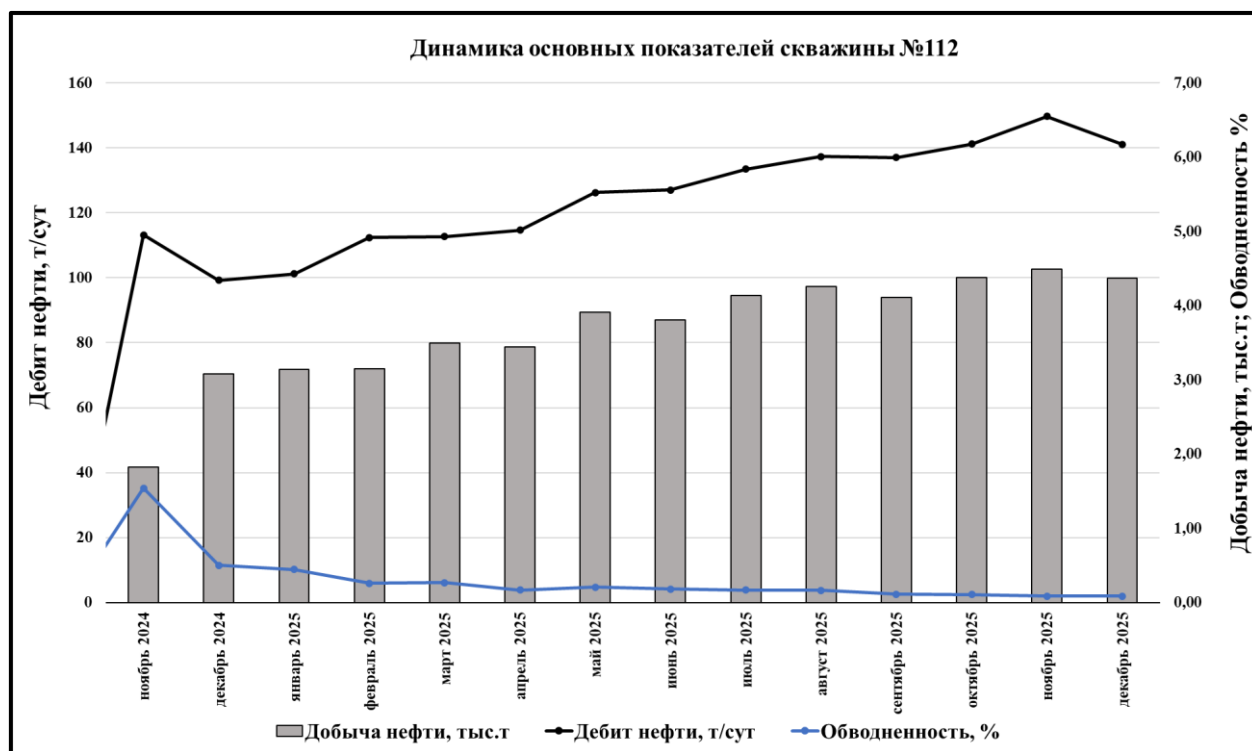


Рисунок 3.2.5 - Динамика основных показателей эксплуатации скважины 112

Анализ работы нагнетательных скважин

На рисунке 3.2.6 приведена динамика приемистости нагнетательных скважин за анализируемый период.

Суммарный объем закачки воды демонстрирует восходящий тренд: со стартовых значений в 16764 м³ показатель увеличивается до около 39000 м³ в июле-августе 2025 года, при этом в середине 2024 и начале 2025 годов наблюдаются кратковременные снижения объема.

В первой половине 2023 года приемистость находилась в диапазоне 194,5–284,3 м³/сут, достигнув в июле пикового значения свыше 1200 м³/сут в связи с проведением ГРП в скважине №55. Далее приемистость 1 нагнетательной скважины снизилась до 242,2 м³/сут в декабре 2023г. В течение 2024г показатель характеризовался высокой волатильностью с амплитудой колебаний от 231,8 до 479,6 м³/сут. С января по ноябрь 2025г наблюдается выравнивание значений приемистости и ее фиксация на в интервале 302,8–381,4 м³/сут.

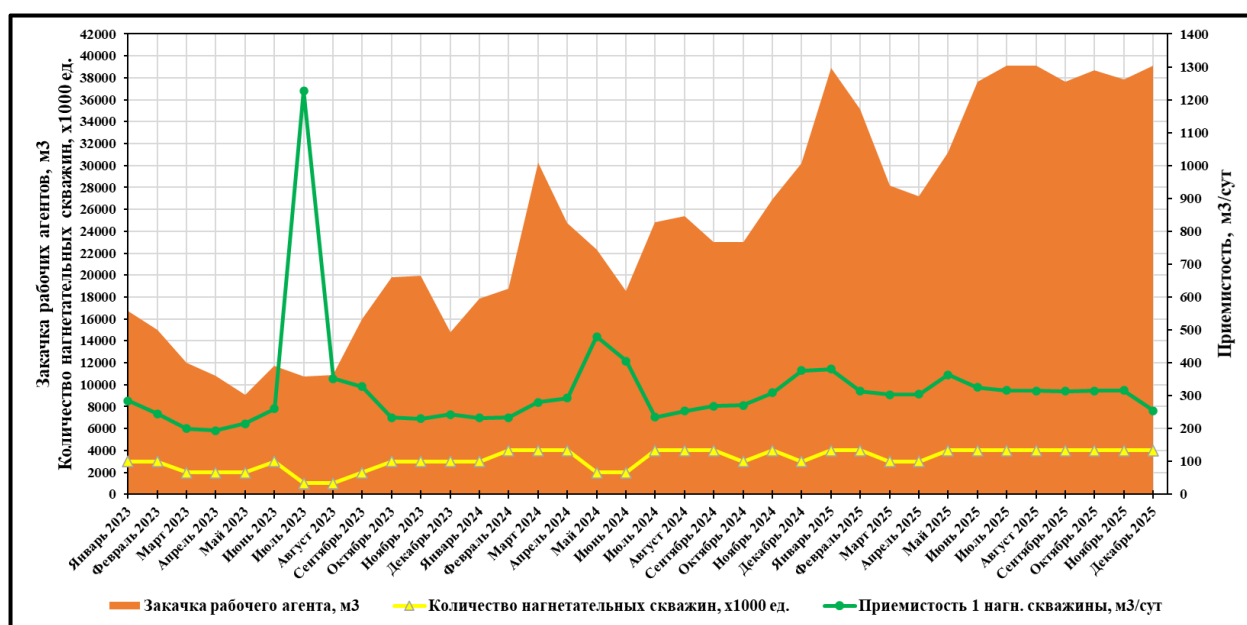


Рисунок 3.2.6 - Динамика приемистости нагнетательных скважин за анализируемый период

На рисунке 3.2.7 представлена динамика изменения действующего нагнетательного фонда, коэффициенты использования и эксплуатации. В целом, за отчетный период коэффициенты использования и эксплуатации нагнетательного фонда характеризуются значительными колебаниями, что обусловлено периодическими остановками скважин на ремонтные работы, проведением исследований PLT, КПД и выполнением ГРП, также оставанием от графика по переводу добывающих скважин в нагнетательный фонд.

За 2023г максимальный показатель Кэкс зафиксирован в июне 2023г и составил 100%. Минимальный показатель, в свою очередь, составил 28% в июле.

В 2024г Кэкс варьировался в пределах 69-91 %. В феврале показатель Кэкс в 69 % является минимальным ввиду постепенного перевода добывающей скважины №№107 в нагнетательную. Максимальный показатель Кэкс отмечился в октябре 2024г (91 %).

В 2025г Кэкс варьировался в диапазонах 97-100%, тем самым отметился самыми стабильными и высокими показателями. Исключением является январь и апрель 2025г, Кэкс = 82 и 69 % соответственно. Кисп с мая по ноябрь 2025г держался стабильно 80 %. В декабре 2025г отмечается рост Кисп в связи с вводом нагнетательной скважины 64Д.

Основные причины простоя связаны с проведением КРС, устранением давления в затрубном пространстве, работы по обустройству переходящих скважин и проведения PLT, КПД исследований.

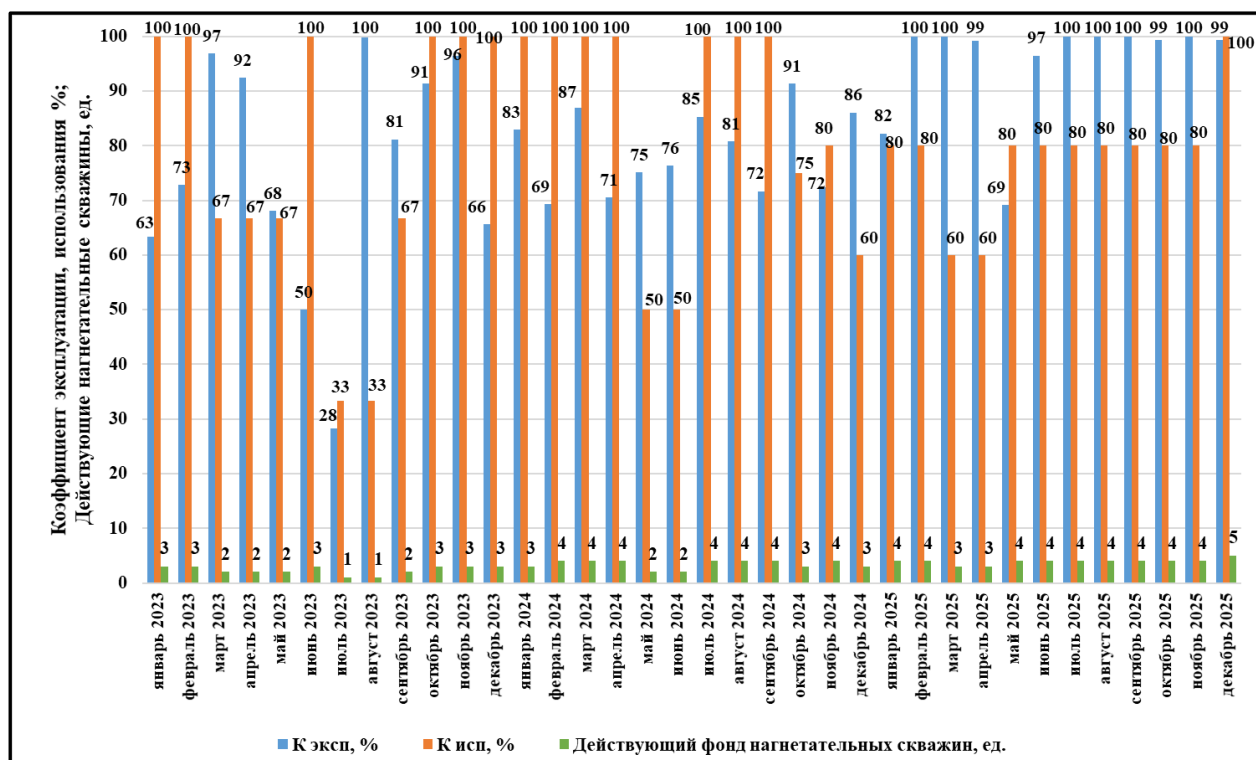


Рисунок 3.2.7 - Характеристика нагнетательного фонда за анализируемый период

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В 2023г по месторождению добыто 320,0 тыс.т нефти; 322,2 тыс.т жидкости; 45,4 млн. м³ газа, соответственно при проектном 285,8 тыс.т нефти; 301,2 тыс.т жидкости; 36,416 млн. м³ газа. Превышение годового уровня добычи нефти составляет 11,95%, что обусловлено превышением проектного дебита при вводе из бурения скважины №116 и проведением ПВР на скважине №108.

Фактически среднегодовой дебит нефти составляет 53,7 т/сут, при проектном значении 51,3 т/сут. Фактический газовый фактор (142,0 м³/т) превышает как проектное значение (127,4 м³/т) на 11,5%, так и утверждённое начальное газосодержание (127,8 м³/т), что обусловлено снижением забойных давлений ниже давления насыщения ($P_{нас} = 12,0$ МПа), вследствие чего в призабойной зоне происходит интенсивное разгазирование нефти.

Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составляют 3,4 и 5,0% соответственно, при проектных значениях 3,0 и 4,5%.

Годовая закачка составляет 167,5 тыс.м³, при проектном 436,0 тыс. м³., что меньше на 62%. Среднесуточная приемистость составляет 260,0 м³/сут, при проектном 350,6 м³/сут, что меньше на 25,8%. Недостижение проектного значения связано с низкой приемистостью нагнетательных скважин из-за низкой проницаемости коллектора и меньшим нагнетательным фондом. В «Проекте разработки месторождения Каратобе Южное» в 2023г предусматривалась перевод скважины №107 под нагнетание, скважина перевелась под нагнетание в конце февраля 2024 года. С целью решения проблемы приемистости в 2023г проведен ГРП по скважине №55, за счет чего была увеличена приемистость. По скважине №103 проведены ремонтные работы с заменой плунжерного насоса за счет чего увеличилась приемистость скважины.

Накопленная добыча составила 3361,2 тыс.т нефти, 3372,5 тыс.т жидкости, а также 283,288 млн. м³ газа, соответственно при проектном 3335,2 тыс.т нефти; 3352,8 тыс.т жидкости; 278,975 млн. м³ газа. Выработка запасов составила 35,8%, при проектном значении 34,7%. Текущий КИН составил 0,121 доли ед, при проектном 0,117 доли ед.

Фонд добывающих и нагнетательных скважин составляет 19 ед. и 3 ед. соответственно, при проектном значении 18 ед. и 4 ед.

В 2024г по месторождению добыто 322,1 тыс.т нефти; 331,1 тыс.т жидкости; 45,126 млн.м³ газа, соответственно при проектном 277,5 тыс.т нефти; 292,7 тыс.т жидкости; 39,160 млн.м³ газа. Превышение годового уровня добычи нефти составляет 16,1%, что обусловлено превышением проектного дебита при вводе из бурения скважины №112 и проведением ГРП на скважине №101.

Фактически среднегодовой дебит нефти составляет 56,6 т/сут, при проектном значении 51,9 т/сут. Газовый фактор составляет 140,1 м³/т, при проектном 141,1 м³/т.

Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составляют 3,4 и 5,3% соответственно, при проектных значениях 3,0 и 4,6%.

Годовая закачка составляет 287,5 тыс.м³, при проектном 436,4 тыс. м³., что меньше на 34%. Среднесуточная приемистость составляет 290,3 м³/сут, при проектном 265,3 м³/сут. За 2024г недостижение проектного значения также связано с низкой приемистостью нагнетательных скважин и меньшим нагнетательным фондом. Для увеличения приемистости был проведен ГРП на нагнетательной скважине №65 в 2024г.

Накопленная добыча составила 3683,2 тыс.т нефти, 3703,6 тыс.т жидкости, а также 328,414 млн.м³ газа, соответственно при проектном 3612,7 тыс.т нефти; 3645,5 тыс.т жидкости; 318,135 млн.м³ газа. Выработка запасов составила 39,3%, при проектном значении 38,5%. Текущий КИН составил 0,132 доли ед, при проектном 0,130 доли ед.

Фонд добывающих и нагнетательных скважин составляет 19 ед. и 4 ед.т соответственно, при проектном значении 17 ед. и 6 ед.

За 2025г по месторождению добыто 310,1 тыс.т нефти; 316,2 тыс.т жидкости; 53,261 млн.м³ газа, соответственно при проектном 271,7 тыс.т нефти; 292,9 тыс.т жидкости; 38,652 млн.м³ газа. Превышение годового уровня добычи нефти составляет 14,1%, что обусловлено высокой успешностью проведения ГРП на скважине №109.

Фактически среднегодовой дебит нефти составляет 54,1 т/сут, при проектном значении 51,0 т/сут. Газовый фактор составляет 177,9 м³/т, при проектном 142,3 м³/т. Согласно анализу, более низкий ГФ должен был быть обеспечен за счёт реализации программы ППД. Вследствие неполного выполнения предусмотренных мероприятий по ППД, низкой компенсации и забойного давления ниже давления насыщения (12,0 МПа) отмечен рост фактического ГФ на 20,7% выше проектного.

Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составляют 3,3 и 5,4% соответственно, при проектных значениях 2,9 и 4,7%.

Закачка составляет 427,0 тыс.м³, при проектном 495,0 тыс.м³. Увеличение объёмов закачки по сравнению с предыдущими годами обусловлено проведением геолого-технических мероприятий на нагнетательных скважинах, направленных на повышение их приёмистости, также расширением действующего нагнетательного фонда за счёт перевода добывающих скважин под нагнетание. Среднесуточная приёмистость составляет 314,0 м³/сут, при проектном 265,3 м³/сут, что больше на 18,2%.

Накопленная добыча составила 3991,3 тыс.т нефти, 4017,7 тыс.т жидкости, а также 381,675 млн.м³ газа, соответственно при проектном 3884,4 тыс.т нефти; 3938,3 тыс.т жидкости; 356,786 млн.м³ газа. Выработка запасов составила 42,5%, при проектном значении 41,4%. Текущий КИН составил 0,143 доли ед, при проектном 0,140 доли ед.

Фонд добывающих и нагнетательных скважин и составляет 18 и 5 ед., при проектном значении 17 ед. и 6 ед.

За 2023г, 2024г и 2025г наблюдается незначительное отклонение фактических показателей годовых объёмов добычи нефти от проектных значений за счёт более успешного бурения и проведения ГТМ чем ожидалось.

Таблица 3.2.3 – Сравнение проектных и фактических показателей за период 01.01.2023-31.12.2025гг.

№№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы								
			2023 (ПР-2021)			2024 (АР-2023)			2025 (АР-2023)		
			проект	факт	разница	проект	факт	разница	проект	факт	разница
1	Добыча нефти	тыс.т.	285,8	320,0	12,0%	277,5	322,1	16,1%	271,7	310,1	14,1%
2	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т.	284,7	311,9	9,6%	271,8	317,2	16,7%	271,7	310,1	14,1%
3	новых скважин	тыс.т.	1,1	8,0	-	5,7	4,9	-	-	-	-
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	3335,2	3361,2	0,7%	3612,7	3683,2	1,9%	3884,4	3991,3	2,8%
5	Добыча жидкости	тыс.т.	301,2	322,2	7,0%	292,7	331,1	13,1%	292,9	316,2	8,0%
6	Накопленная добыча жидкости	тыс.т.	3352,8	3372,5	0,5%	3645,5	3703,6	1,5%	3938,3	4017,7	2,0%
7	Среднегодовая обводненность	%	5,1	0,69	-4,4%	5,2	2,72	-2,48%	7,2	1,9	-5,3%
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	3,0	3,4	0,4%	3,0	3,4	-0,4%	2,9	3,3	0,4%
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	4,5	5,0	0,5%	4,6	5,3	-0,7%	4,7	5,4	0,7%
10	Добыча газа	млн.м³	36,416	45,442	24,8%	39,160	45,126	15,2%	38,652	53,261	37,8%
11	Накопленная добыча газа	млн.м³	278,975	283,288	1,5%	318,135	328,414	3,2%	356,786	381,675	7,0%
12	Закачка рабочего агента	тыс.м³	436,0	167,5	-61,6%	436,4	287,5	-34,1%	495,0	429,7	-13,7%
13	Накопленная закачка рабочего агента	тыс.м³	1759,9	1608,5	-8,6%	2196,3	1896,0	-13,7%	2 691,4	2325,8	-13,7%
14	Компенсация отборов, текущая	%	100,0	34,6	-65,4%	100,6	58,4	-41,6%	115,1	91,0	-24,1%
15	Компенсация отборов, накопленная	%	49,0	31,7	-17,3%	39,9	34,1	-5,8%	45,3	38,6	-6,7%
16	Ввод добывающих скважин	ед.	1	1		1	1		0	0	
17	в т.ч. из бурения	ед.	1	1		1	1		0	0	
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	1	0		2	1		0	1	
19	в т.ч. под закачку	ед.	1	0		2	1		0	1	
20	Фонд добывающих скважин	ед.	18	19	5,6%	17	19	11,8%	17	18	5,9%
21	в т.ч. действующих	ед.	18	18		17	18		17	17	
22	новых	ед.	0	1		0	1		0	0	
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	4	3	-25,0%	6	4	-33,3%	6	5	-16,7%
24	в т.ч. действующих	ед.	4	3	-25,0%	6	2	-66,7%	6	5	-33,3%
25	Среднегодовой дебит 1 добывающей скважины: по нефти	т/сут	51,3	53,7	4,6%	51,9	56,6	9,1%	51,0	54,8	7,5%
26	по жидкости	т/сут	54,1	54,1	-0,1%	54,7	58,2	6,4%	54,9	55,9	1,9%
27	Среднегодовой дебит новых скважин: по нефти	т/сут	69,5	36,1	-48,0%	44,4	104,0	134,2%	-	-	-
28	по жидкости	т/сут	73,2	36,1	-50,7%	44,8	104,0	132,1%	-	-	-
29	Среднегодовая приемистость	м³/сут	350,6	260,0	25,9%	265,3	290,3	8,61%	265,3	315,3	20,8%
30	Коэффициент использования добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,89	-6%	0,95	0,90	-5%	0,95	0,92	-3%
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,94	-1%	0,95	0,94	-1%	0,95	0,94	-1%
32	Коэффициент использования нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,59	-36%	0,95	0,66	-29%	0,95	0,75	-20%
33	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,76	-19%	0,95	0,79	-18%	0,95	0,97	2%
34	Текущий КИН	доли ед.	0,117	0,121	0,4%	0,130	0,132	0,5%	0,140	0,143	0,3%
35	Средний газовый фактор	м³/т	127,4	142,0	11,5%	141,1	140,1	-0,7%	142,3	171,7	20,7%
36	Выработанность запасов нефти	%	34,7	35,8	1,1%	38,5	39,3	0,8%	41,4	42,5	1,1%

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Оценка состояния выработки запасов нефти дается на основании промысловых данных учета добычи нефти по горизонтам и за основу приняты запасы УВ по состоянию на 02.01.2020г, утвержденные ГКЗ РК протоколом №2175-20-У от 06.05.2020г.

По месторождению в целом запасы нефти составили: геологические по категории В – 27840 тыс.т, извлекаемые – 9383 тыс.т. По величине извлекаемых запасов нефти месторождение относится к средним, а по степени сложности – к сложным: месторождение характеризуется невыдержанностью толщин продуктивных пластов по площади и по разрезу, наличием зон литологического замещения коллекторов слабопроницаемыми породами.

С начала разработки на 01.01.2026г по месторождению добыто 3991,3 тыс.т нефти. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению составляет 3,3%, темп отбора от текущих извлекаемых запасов – 5,4%, выработка запасов по месторождению составила 42,5%. В таблице 3.2.4 приведено состояние выработки утвержденных запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.2026г.

Таблица 3.2.4 - Состояние выработанности запасов нефти на 01.01.2026г

Наименование	По месторождению
Начальные балансовые запасы нефти (утв., В), тыс.т	27840
Извлекаемые запасы нефти (утв., кат. В), тыс.т	9383
Коэффициент извлечения нефти (утв.), доли ед.	0,337
Накопленная добыча, тыс.т.	3991,3
Коэффициент извлечения нефти (тек.), доли ед.	0,143
Темп отбора от НИЗ, %	3,3
Темп отбора от ТИЗ, %	5,4
Выработанность извлекаемых запасов, %	42,5
Остаточные геологические запасы, тыс.т.	23848,7
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т.	5391,7

Для определения величин, вовлеченных в активную разработку запасов нефти, при сформировавшейся на данный момент системе разработки и применяемой технологии добычи, был построен график зависимости удельного месячного отбора нефти на одну скважину от накопленных отборов нефти на середину месяца (рис. 3.2.). Этот метод позволяет определить величины вовлеченных запасов нефти при существующих условиях разработки горизонтов экстраполяцией до предельных рентабельных дебитов. Вовлеченные в разработку запасы составили 8603,0 тыс.т нефти, потенциально возможный КИН при существующей системе разработки составляет 0,309 доли ед. Для достижения утвержденного КИН недропользователю необходимо продолжать работы по проведению

ГТМ, направленных на поддержание продуктивности скважин, а также выполнить все рекомендованные ГТМ согласно АРМ-2023г.

Построение характеристик вытеснения, для определения вовлеченных запасов, другими общепринятыми методами (по методам Назарова С.Н, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С. и т.д.) на данный момент не представляется возможным, ввиду отсутствия обводненности на месторождении.

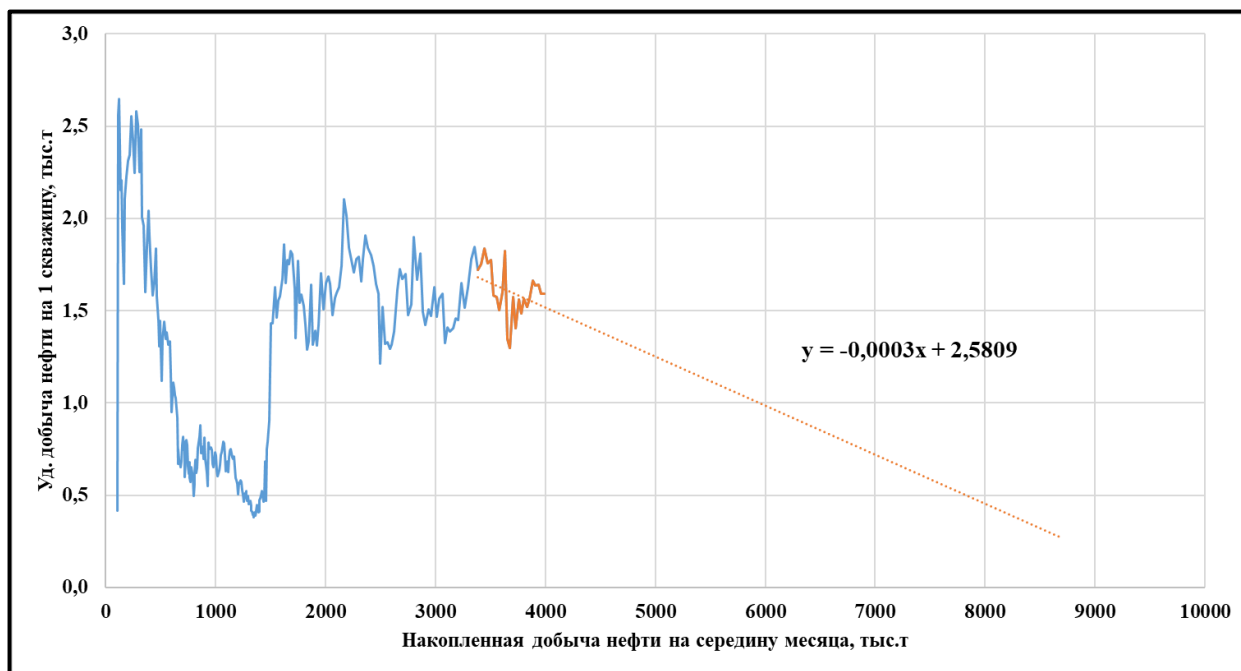


Рисунок 3.2.8 - Зависимость удельной добычи нефти на 1 скв. от накопленной добычи нефти

Также одним из способов анализа конечного нефтеизвлечения, при существующей системе разработки является расчет на ГДМ. Полученные результаты подчеркивают потребность в регулярных мероприятиях по интенсификации притока, включая гидравлический разрыв пласта (ГРП), чтобы вовлечь дополнительные запасы в зоне дренирования скважин. ГРП на месторождении представляет собой наиболее эффективный метод в виду особенностей пласта и свойств ФЕС.

На дальнейший период промышленной разработки месторождения в данном отчете рассмотрены различные сценарии разработки, включая мероприятия по улучшению существующей системы разработки (бурение новых добывающих скважин, перевод добывающих скважин под нагнетания, ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах и т.д.). Реализация данных мероприятий позволит спроектировать более эффективную систему разработки, позволяющую достичь планируемого объема добычи нефти и достичь максимального КИН по месторождению.

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Промышленная разработка месторождения Каратобе Южное началась в 2003 году, в настоящее время месторождение разрабатывается согласно отчету «Анализ разработки

месторождения Каратобе Южное», согласно протоколу (Протокол ЦКРР РК №46/4 от 14.12.2023г). Эффективность системы разработки на месторождении Каратобе Южное определяется комплексом применяемых технических решений и мероприятий, направленных на оптимизацию добычи углеводородов и минимизацию эксплуатационных осложнений.

Анализ способов эксплуатации скважин

Эксплуатация скважин на месторождении Каратобе Южное осуществляется механизированным способом. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 18 ед. Из них 16 скважин (1 скважина в бездействии) эксплуатируется при помощи установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), 2 скважины с помощью установки штанговых глубинных насосов (УШГН).

УШГН

Скважины №51 и №52 эксплуатируются с использованием УШГН и демонстрируют средние показатели добычи, которые ниже, чем у скважин, оснащённых УЭЦН. УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало-среднедебитных скважинах ($2,5 < Q_{ж} < 80 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой. Ранее данные скважины эксплуатировались с применением УЭЦН, однако вследствие низкого энергетического состояния, относительно небольшой нефтенасыщенной толщины и длительного срока эксплуатации дебит жидкости значительно снизился. В связи с этим скважины были переведены на УШГН, который в диапазоне малых подач обеспечивает более высокий КПД и меньшие эксплуатационные затраты по сравнению с УЭЦН.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. Насосно-компрессорные трубы применяются диаметром 60, 73, 89 мм, по ГОСТ 633-80, колонна штанг применяется одноступенчатая диаметром 19 и 22 мм по ГОСТ 13877-80. Также к преимуществам УШГН относятся: не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

УЭЦН

Установленное оборудование УЭЦН соответствует параметрам проектной документации. За отчетный период 15 скважин оборудованы и эксплуатируются с помощью УЭЦН с напором от 2000 до 3300 м, в зависимости от характеристик скважин. Благоприятные условия для применения и эксплуатации УЭЦН создают физико-

химические параметры пластовых флюидов, температура и глубина залегания продуктивных горизонтов, а также параметры эксплуатационных колонн.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м³/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м³/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок. По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины.

Конструкция добывающих и нагнетательных скважин

Конструкция пробуренных скважин на месторождении Каратобе Южное соответствует проектным документам, требованиям охраны недр и окружающей среды и предусматривают возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений. Конструкция скважин включает в себя использование 4 обсадных колонн для вертикальных скважин. Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа. Анализ результатов эксплуатации подтвердил надежность выбранной стратегии: конструкция обеспечивает устойчивую работу скважин, минимальные риски осложнений и оптимальные затраты на строительство. Заканчивание скважин описано подробно в разделе 6.1 настоящего отчета.

Асфальтено-смолисто-парафиновые отложения

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения Каратобе Южное возникают осложнения, связанные с физико-химическими свойствами добываемой нефти. Одним из наиболее распространённых осложнений являются асфальтено-смолисто-парафиновые отложения (АСПО), образующиеся как во внутрискважинном, так и в наземном оборудовании. Основной причиной, приводящей к образованию АСПО, является снижение растворяющей способности нефти по отношению к парафину в результате уменьшения температуры и разгазирования, причём преобладает температурный фактор.

Содержание парафина в нефти месторождения Каратобе Южное составляет 2,2 – 4,2 % по массе, поэтому при снижении температуры и давления в стволе скважины растворимость нефти по отношению к парафину уменьшается, что приводит к его выпадению в осадок на глубинном и устьевом оборудовании скважин.

В настоящее время для борьбы с парафиновыми отложениями на месторождении проводятся различные методы предупреждения образования АСПО. Обработка горячей нефтью с применением химических реагентов и очистка оборудования механическими средствами. Более подробно о проведенных мероприятиях по предотвращению АСПО и их результатах написано в разделе 7.5.

Анализ системы сбора и подготовки нефти

Технология промыслового сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении Каратобе Южное осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам Ø114х5, Ø108х6 и Ø 89х6 проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 АГЗУ №1, «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 для автоматического поочередного замера дебита скважин по нефти и газу. После замера нефтегазовая смесь направляется по сборному трубопроводу Ø219×8 мм на УПН (Установка подготовки нефти) месторождения Каратобе Южное.

Установка подготовки нефти предназначена для подготовки нефти месторождения Каратобе Южное и перекачки по нефтепроводу Ø219х8 мм, L=31 км «Каратобе Южное - Лактыбай» и дальше по нефтепроводу Ø245х8 мм, L= 81 км «Лактыбай - Кенкияк» на ГНПС (Головная нефтеперекачивающая станция) «Кенкияк».

Система сбора и подготовки продукции скважин полностью соответствует требованиям АРМ-2023. Существующие системы обеспечивают выполнение всех запланированных проектных показателей.

Методы повышения нефтеизвлечения

На месторождении Каратобе Южное за анализируемый период проводились геолого-технические мероприятия, направленные на повышение производительности добывающих скважин и регулирование фильтрационных потоков пластовых флюидов. В рамках этих мероприятий выполнены следующие работы:

- проведение гидроразрыва пласта на скважинах № 101, 109 и 104;
- бурение новых скважин №112,116 с последующим гидроразрывом пласта;
- прострелочно-взрывные работы на скважине 108.

Критерием эффективности ГТМ в скважинах являлась дополнительная добыча нефти за время эффекта. За анализируемый период дополнительная добыча нефти составила 30,9 тыс. т. Результаты проведенных геолого-технических мероприятий по добывающим скважинам и доп. добыча приведены в таблице 3.2.5.

Таблица 3.2.5 - Результаты проведенных геолого-технических мероприятий

№№ п/п	№№ скв.	Наименование мероприятий	Год проведения	Накоп. доп. добыча нефти, т
1	2	3	4	5
1	108	ПВР	2023	7710,9
2	116	Бурение+ГРП (ВНС)	2023	8047,0
3	101	ГРП	2024	498,5
4	112	Бурение+ГРП (ВНС)	2024	4902,0
5	109	ГРП	2025	9650,0
6	104	ГРП	2025	102,0
Всего				30910,4

Система поддержания пластового давления

Согласно действующему проектному документу система поддержания пластового давления (ППД) на месторождении Каратобе Южное реализуется через внутриконтурное и сводовое заводнение с использованием технической воды аптских отложений. Текущий нагнетательный фонд состоит из 5 скважин (№№ 55, 65, 103, 107, 64Д), при этом скважина №64Д переведена в декабре 2025г, №107 введена в эксплуатацию в начале 2024г. Для оценки эффективности закачки воды на месторождении Каратобе Южное проводится комплексный анализ, включающий:

- РЛТ исследования;
- Динамику показателей реагирующих скважин на закачку.

РЛТ исследования

Скважина №103 была переведена под нагнетание в декабре 2013г. На рисунке 3.2.9 представлена динамика закачки скважины №103.



Рисунок 3.2.9 - Динамика закачки скважины №103

В октябре 2025г в скважине выполнено промыслово-геофизическое исследование по определению профиля приемистости (таблица 3.2.6), в ходе которого были выявлены интервалы поглощения.

Таблица 3.2.6 – Результаты PLT, проведенных в 2025г по нагнетательной скважине №103

Интервалы перфорации, м		Интервалы приемистости, м		Мощность, м	Доля дебита, %	Коэффициент охвата, %
2767,0	2776,0	2767,0	2776,0	9,0	4,0	100,0
2782,0	2791,0	2782,0	2791,0	9,0	5,0	100,0
2798,0	2804,0	2798,0	2804,0	6,0	4,0	100,0
2808,0	2811,0	2808,2	2810,8	2,6	2,0	86,7
2815,0	2818,0	2815,0	2817,9	2,9	2,0	96,7
2825,0	2845,0	2825,0	2837,8	12,8	30,0	64,0
		2838,5	2845,0	6,5	18,0	32,5
2851,0	2883,0	2851,0	2864,4	13,4	35,0	41,9
2886,0	2889,0	-	-	-	-	-

На момент проведения исследований, скважины № 103 месторождения Каратобе Южное можно отметить, что поглощение основного объема закачиваемой воды приурочено к перфорированным интервалам: 2825,0-2845,0м и 2851,0-2883,0м, доля дебита которых составляет 48% и 35% от общего объема закачиваемой воды.

Нижний интервал перфорации 2886,0-2889,0м геофизическими исследованиями не охвачены.

Коэффициент охвата – отношение суммарной мощности принимающих интервалов к мощности фактических интервалов перфорации – составляет 73.2%.

Скважина №65 была переведена под нагнетание в декабре в 2010г. На рисунке 3.2.10 представлена динамика закачки скважины № 65.



Рисунок 3.2.10 - Динамика закачки скважины №65

В мае 2025г в скважине выполнено промыслово-геофизическое исследование по определению профиля приемистости (таблица 3.2.7), в ходе которого были выявлены интервалы поглощения.

Таблица 3.2.7 - Результаты PLT, проведенных в 2025 по нагнетательной скважине №65

Интервалы перфорации, м		Интервалы приемистости, м		Мощность, м	Доля дебита, %	Коэффициент охвата, %
2774,0	2782,0	2774,0	2777,0	3,0	8,0	37,5
		2778,0	2782,0	4,0	9,0	50,0
2787,0	2796,0	2788,4	2793,1	4,7	10,0	52,2
		2793,8	2796,0	2,2	8,0	24,4
2804,0	2812,0	2804,0	2805,9	1,9	7,0	23,8
		2807,0	2810,3	3,3	9,0	41,3
		2810,7	2811,9	1,2	10,0	15,0
2818,0	2835,0	2818,0	2825,1	7,1	11,0	41,8
		2825,5	2834,2	8,7	9,0	51,2
2842,0	2885,0	2842,0	2848,7	6,7	19,0	15,6

На момент проведения исследований, скважины № 65 месторождения Каратобе Южное можно отметить, что поглощение основного объема закачиваемой воды приурочено к перфорированным интервалам 2804,0-2812,0м (26%), 2818,0-2835,0м (20%), 2842,0-2885,0м (19%).

Из-за недохода скважинных приборов невозможно выявить интервалы приемистости в подошвенной части перфорированного интервала 2842,0-2885,0м, а также оценить целостность эксплуатационной колонны ниже перфорированного интервала.

Коэффициент охвата – отношение суммарной мощности принимающих интервалов к мощности фактических интервалов перфорации – составляет 50,4%.

Скважина №55 была переведена под закачку в 2008г после успешного проведения ГРП и исследования на приемистость.



Рисунок 3.2.11 - Динамика закачки скважины №55

В октябре 2025г в скважине выполнено промыслово-геофизическое исследование по определению профиля приемистости (таблица 3.2.8), в ходе которого были выявлены интервалы поглощения.

Таблица 3.2.8 - Результаты PLT, проведенных в 2025 по нагнетательной скважине №55

Интервалы перфорации, м		Интервалы приемистости, м		Мощность, м	Доля дебита, %	Коэффициент охвата, %
2615,0	2635,0	2615,7	2634,0	18,3	5,00	91,5
2637,0	2645,0	2637,0	2645,0	8,0	4,00	100,0
2650,0	2662,0	2650,0	2662,0	12,0	6,00	100,0
2671,0	2704,0	2671,0	2704,0	33,0	22,00	100,0
2711,0	2741,0	2711,0	2726,3	15,3	30,0	51,0
		2727,1	2739,5	12,4	31,0	41,3
2755,0	2770,0	2755,3	2768,9	13,6	2,0	45,3
2803,0	2815,0	-	-	-	-	-

На момент проведения исследований, скважины № 55 месторождения Каратобе Южное можно отметить, что поглощение основного объема закачиваемой воды приурочено к перфорированному интервалу 2711,0-2741,0м, доля дебита которого составляет 61% от общего объема закачиваемой воды.

Интервал перфорации 2803,0-2815,0м геофизическими приборами не охвачен.

Коэффициент охвата – отношение суммарной мощности принимающих интервалов к мощности фактических интервалов перфорации – составляет 86,6%.

Скважина №107 согласно АР-2023г, в 2023г предусматривалось перевод под нагнетание. В конце февраля 2024г скважина была переведена под нагнетание. Накопленная закачка воды составила 212,2 тыс.м³.



Рисунок 3.2.12 - Динамика закачки скважины №107

В мае 2025г в скважине выполнено промыслово-геофизическое исследование по определению профиля приемистости (таблица 3.2.9), в ходе которого были выявлены интервалы поглощения.

Таблица 3.2.9 - Результаты PLT, проведенных в 2025 по нагнетательной скважине №107

Интервалы перфорации, м		Интервалы приемистости, м		Мощность, м	Доля дебита, %	Коэффициент охвата, %
2475,0	2485,0	2477,1	2481,9	4,8	2,0	48,0
2487,0	2497,0	2487,1	2493,5	64,0	2,0	64,0
2500,0	2520,0	2500,1	2508,2	8,1	37,0	40,5
		2508,6	2513,4	4,8	27,0	24,0
		2514,0	2519,8	5,8	3,0	29,0
2525,0	2540,0	2527,1	2533,2	6,1	4,0	40,7
2545,0	2550,0	2545,0	2550,0	5,0	25,0	100,0

На момент проведения исследований, скважины № 107 месторождения Каратобе Южное можно отметить, что поглощение основного объема закачиваемой воды приурочено к перфорированному интервалу: 2500,0-2520,0м, доля дебита которого составляет 67% от общего объема закачиваемой воды.

Коэффициент охвата – отношение суммарной мощности принимающих интервалов к мощности фактических интервалов перфорации – составляет 68,3%.

Среднесуточный дебит приемистости, рассчитанный по комплексу кривых разносточной расходомерии, составил 338,03 м³/сут.

Анализ результатов промыслово-геофизических исследований (PLT) за 2025 год по скважинам 55, 65, 103 и 107 демонстрирует высокую степень неоднородности профилей притока и приемистости. Закачиваемая вода распределяется по интервалам неравномерно:

разные интервалы работают с совершенно разной интенсивностью. В ряде скважин выявлены высокопроницаемые зоны, которые забирают на себя основной объем жидкости. Например, в скважине 55 интервал 2711,0–2741,0 м поглощает 61% всего расхода. Аналогичная ситуация наблюдается в скважине 107, где 67% потока приходится только на интервал 2500,0–2520,0 м. Одновременно с этим фиксируются значительные интервалы, которые полностью или частично не охваченные процессом вытеснения. Неравномерное распределение закачки по разрезу свидетельствует о преимущественном движении закачиваемой воды по высокопроницаемым интервалам. В результате чего часть менее проницаемых интервалов остается недостаточно вовлеченной в разработку.

В скважинах с выраженной неоднородностью профиля приёмистости рекомендуется проведение промыслово-геофизических исследований с целью определения заколонных перетоков. При подтверждении их наличия необходимо выполнение ремонтно-изоляционных работ для восстановления герметичности заколонного пространства. При наличии признаков загрязнения призабойной зоны рекомендуется проведение обработки призабойной зоны пласта с целью восстановления фильтрационных характеристик коллектора и повышения продуктивности скважин.

Динамика показателей реагирующих добывающих скважин на закачку

Для оценки эффективности реализуемой системы ППД был проведен анализ взаимовлияния нагнетательного и добывающего фондов (рис. 3.2.13–3.2.19). Анализ выполнялся на основе сопоставления динамики приемистости нагнетательных скважин с показателями соседних добывающих скважин (дебит жидкости, ГФ, обводненность и забойное давление).

Следует отметить, что ввиду недавнего перевода скважин №64Д и №107 под закачку, видимого отклика на соседние скважины не зафиксировано. Из-за непродолжительной работы этих скважин под закачкой, данных для оценки влияния закачки пока недостаточно.

В связи с этим детальная оценка проводилась по трем основным очагам нагнетания с более длительной историей эксплуатации — нагнетательным скважинам №103, №65 и №55.

Нагнетательная скважина №103

При сопоставлении режимов закачки скважины №103 с показателями работы добывающих скважин №109 (рис.3.2.13) и №110 (рис. 3.2.14) прослеживается гидродинамическая связь по одному из направлений. По скважине №109 фиксируется отклик на работу системы ППД: изменение объемов нагнетания находит прямое отражение в стабилизации, падения дебитов жидкости и забойного давления. В то же время

взаимодействие со скважиной №110 выражено значительно слабее, изменение объемов закачки не оказывает существенного влияния на её режим работы.

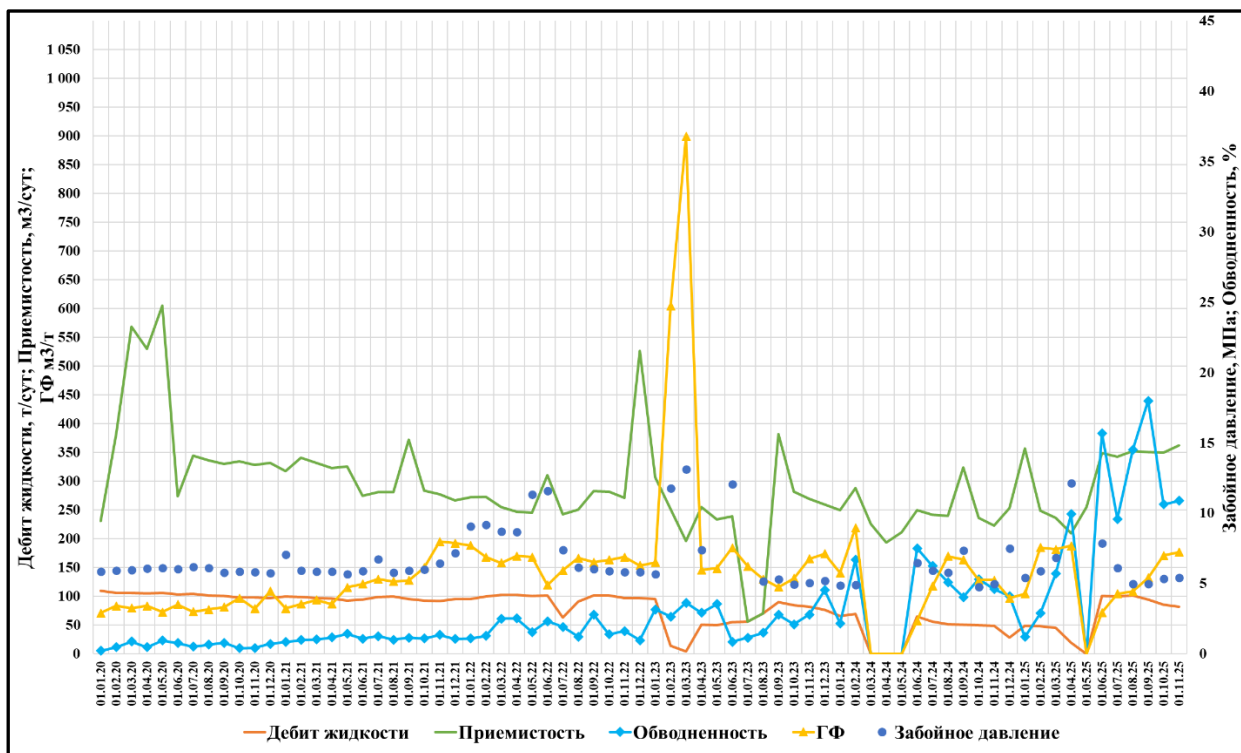


Рисунок 3.2.13 - Влияние нагнетательной скважины №103 к добывающей скважине №109

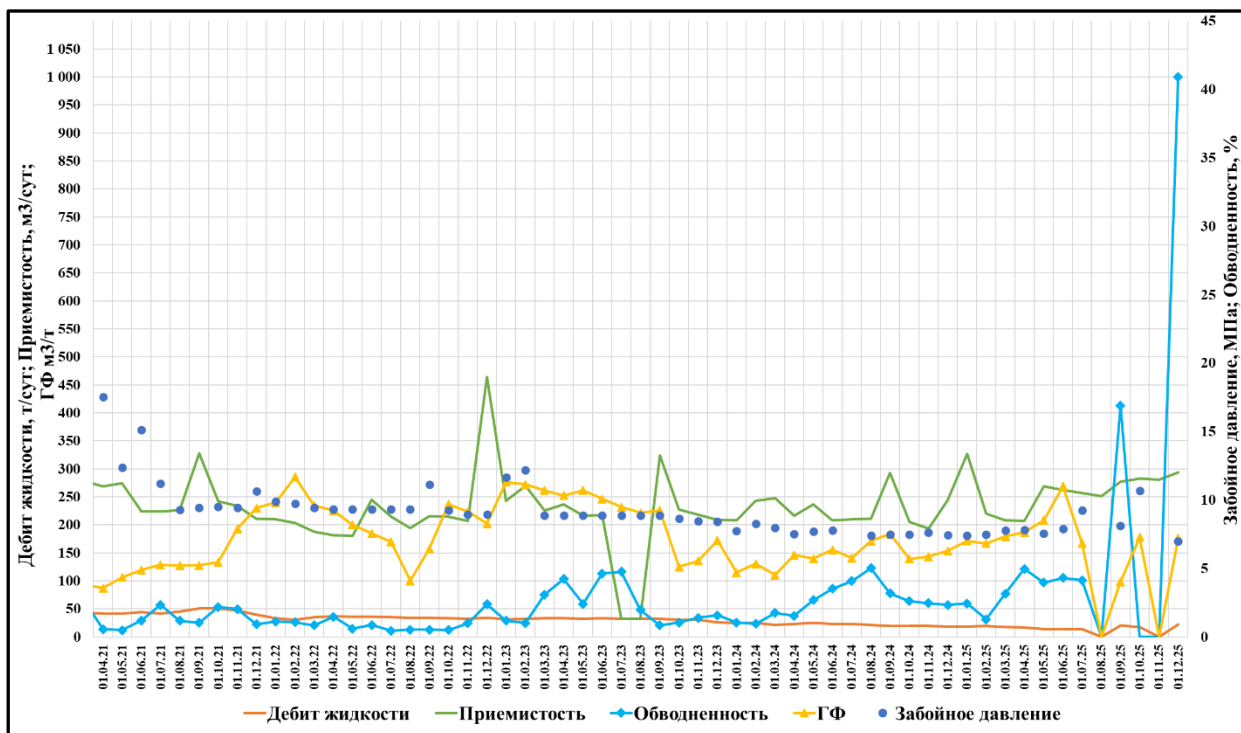


Рисунок 3.2.14 - Влияние нагнетательной скважины №103 к добывающей скважине №110

Нагнетательная скважина №65

Рассмотрено влияние нагнетательной скважины №65 на добывающие скважины №110, №101 и №104 (рис. 3.2.15 – 3.2.17). По графику скважины №101 отмечается гидродинамическая связь: изменение объемов закачки сопровождается фактическими

изменениями в динамике обводненности и дебитов жидкости. Однако на участках скважин №110 и №104 видимая реакция на закачку практически отсутствует.

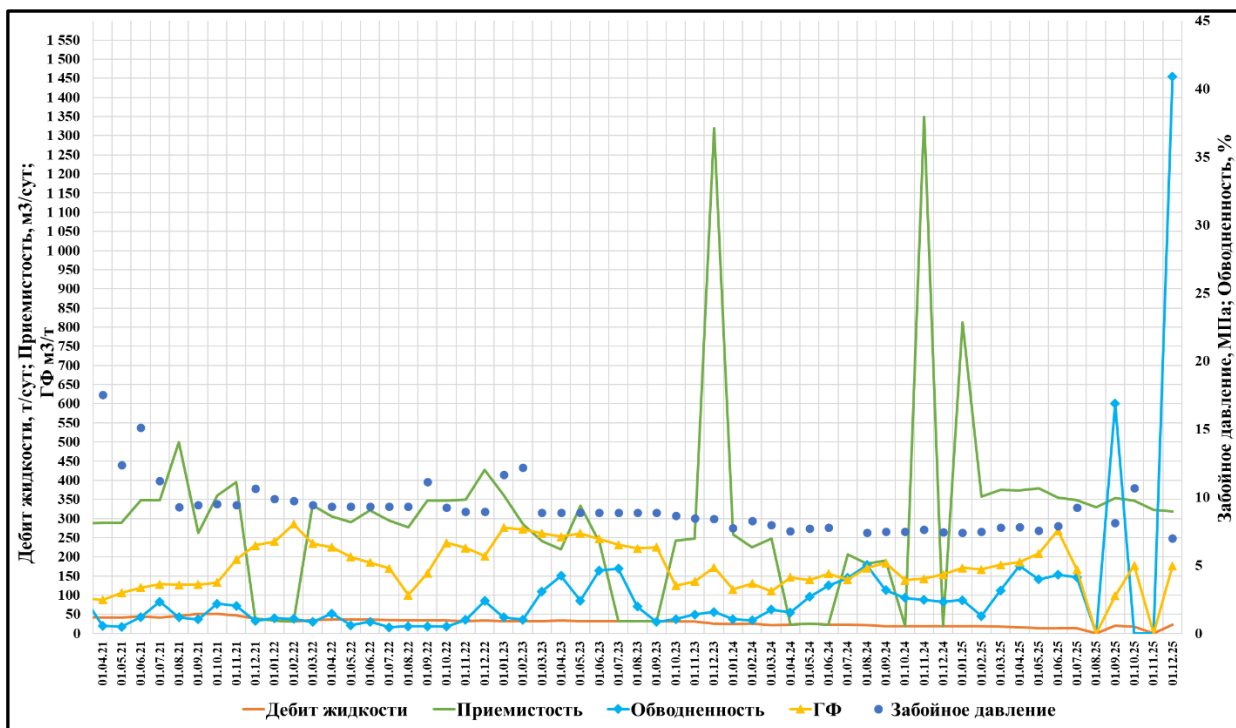


Рисунок 3.2.15 - Влияние нагнетательной скважины №65 к добывающей скважине №110

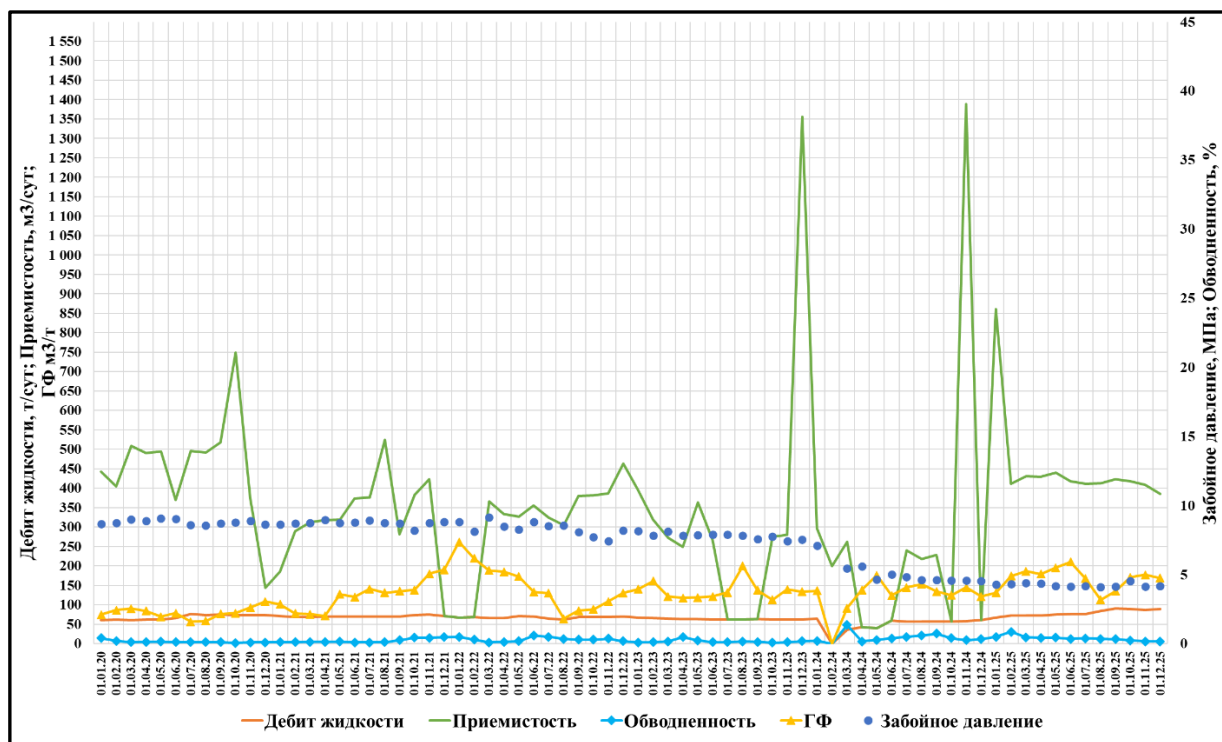


Рисунок 3.2.16 - Влияние нагнетательной скважины №65 к добывающей скважине №101

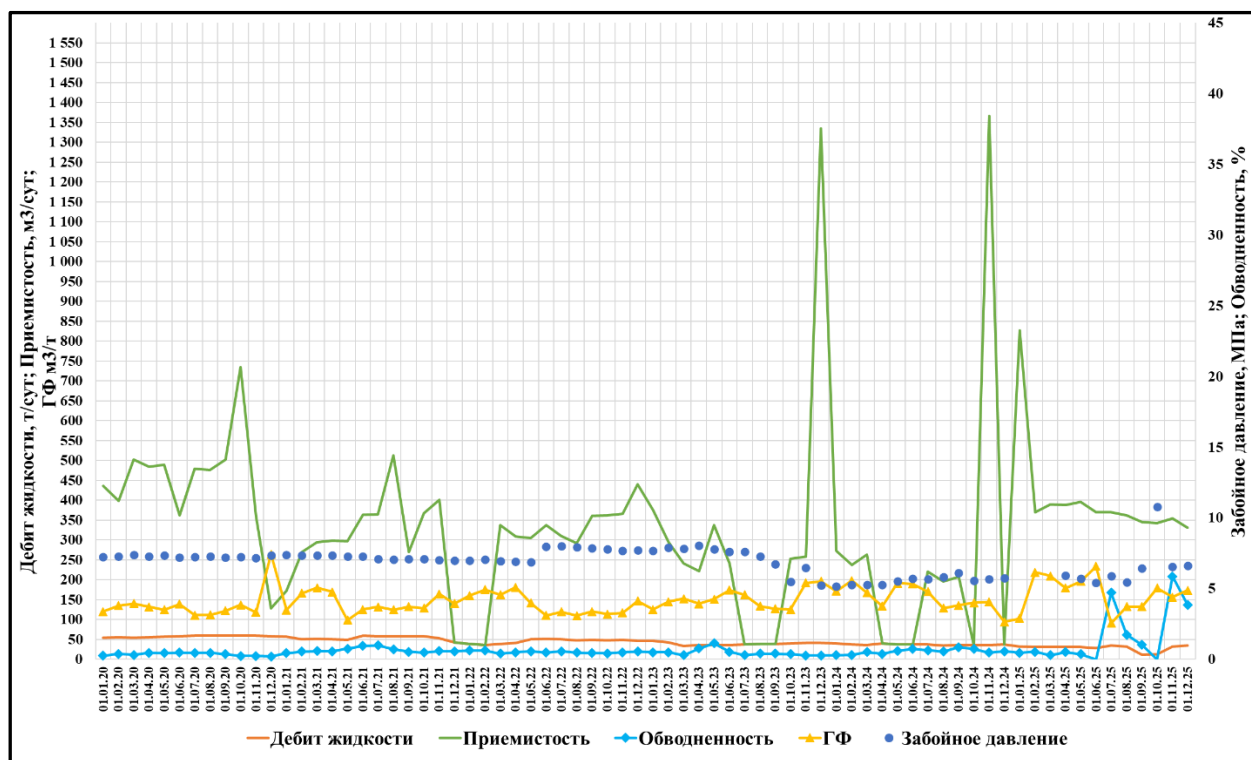


Рисунок 3.2.17 - Влияние нагнетательной скважины №65 к добычающей скважине №104

Нагнетательная скважина №55

Оценка воздействия нагнетательной скважины №55 на добычающие скважины №108 (рис. 3.2.18) и №50 (рис. 3.2.19) показывает отсутствие устойчивой гидродинамической связи на данном участке. Вариации приемистости нагнетательной скважины не оказывают существенного влияния на профиль добычи (дебит, ГФ, обводненность) и динамику забойных давлений соседних добычающих скважин.

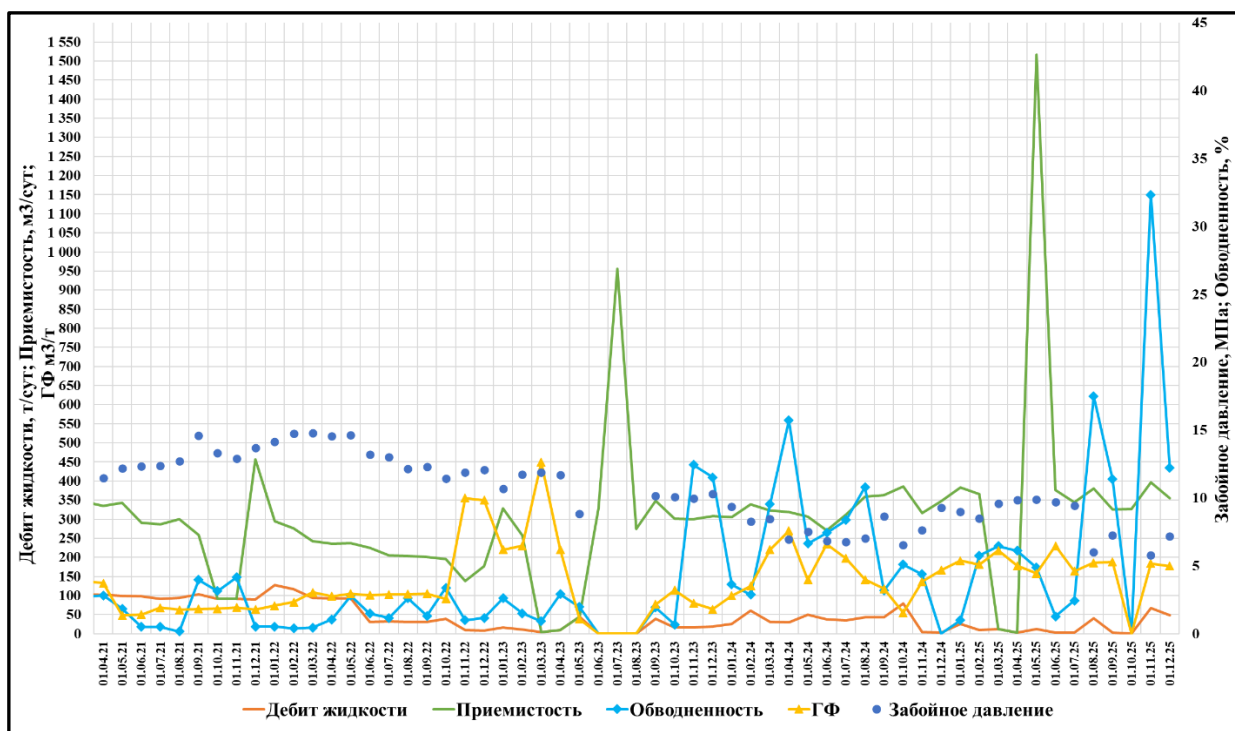


Рисунок 3.2.18 - Влияние нагнетательной скважины №55 к добычающей скважине №108

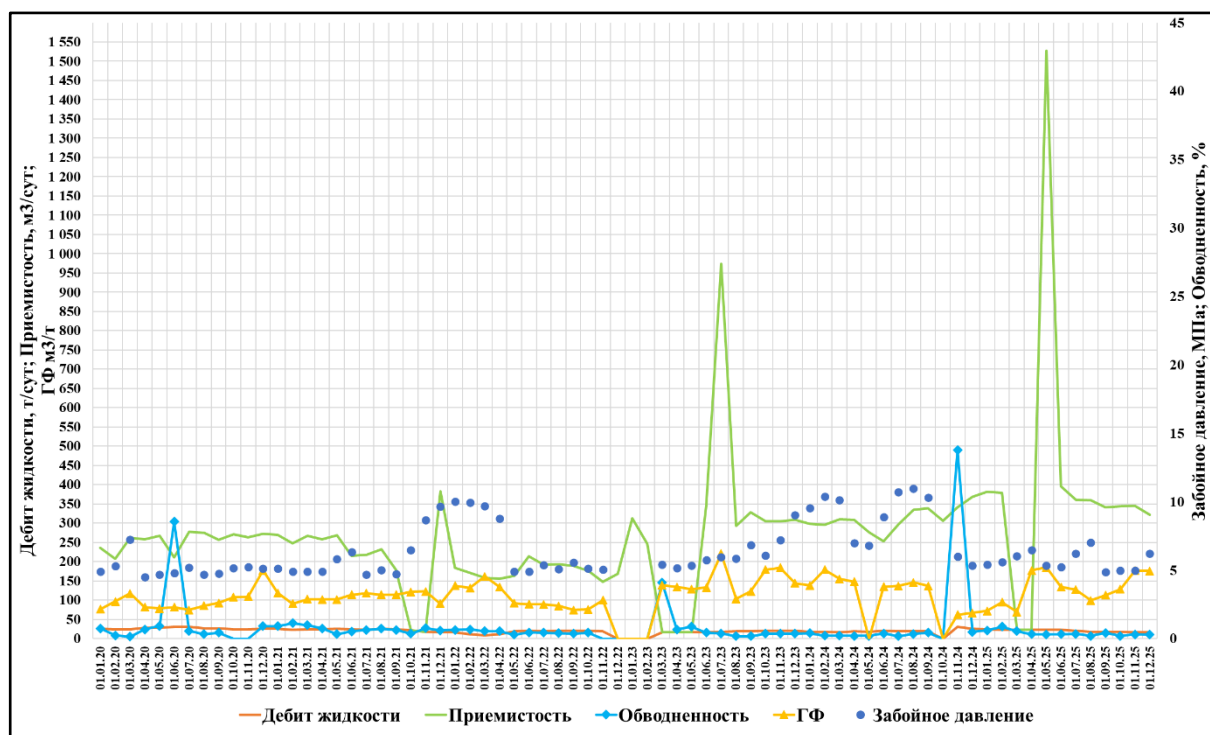


Рисунок 3.2.19 - Влияние нагнетательной скважины №55 к добычающей скважине №50

По результатам анализа, отмечается незначительное влияние нагнетательных скважин на соседние добычающие скважины. Нагнетательные скважины влияют на добычающие неравномерно и лишь точечно. Несмотря на наличие отклика по отдельным скважинам, общая эффективность вытеснения остается невысокой. Увеличение объемов нагнетания не обеспечивает реагирования добычающих скважин. Согласно динамике пластового давления в добычающих скважинах отмечается снижение пластового давления несмотря на увеличение закачки (подробнее в разделе 3.1 настоящего отчета), что является следствием низкого уровня накопленной компенсации в целом по месторождению.

Выводы:

- Фонд скважин месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.01.2026 г.: пробурено 30 скважин, из них 18 добычающих (17 действующих, 1 в бездействии), 5 нагнетательных (4 действующие, 1 в бездействии), 2 наблюдательные и 5 ликвидированных;
- Добывающий фонд полностью механизирован: 16 скважин эксплуатируются с установками УЭЦН и 2 скважины – с УШГН;
- Средний текущий дебит нефти по месторождению за анализируемый период остаётся стабильно высоким и варьируется в диапазоне 53,7–56,6 т/сут;
- За 2023г, 2024г и 2025г наблюдается незначительное отклонение фактических показателей годовых объемов добычи нефти от проектных значений за счёт более успешного бурения и проведения ГТМ чем ожидалось;

- В то же время фактические объёмы закачки воды в отчетный период заметно не достигают проектных, что обусловлено ограниченной приемистостью ряда нагнетательных скважин и меньшего фактического нагнетательного фонда;
- Отмечается рост газового фактора в 2025 г, что связано со снижением забойных давлений ниже давления насыщения и неполным выполнением проектных мероприятий по системе ППД;
- Выработка извлекаемых запасов по состоянию на 01.01.2026 г. составляет 42,5 %, текущий КИН — 0,143 д. ед;
- Проведённые геолого-технические мероприятия (ГРП, бурение с последующим ГРП, ПВР) показали высокую эффективность: суммарная дополнительная добыча нефти за анализируемый период составила 30,9 тыс.т;
- Результаты РЛТ-исследований по нагнетательным скважинам показывают неравномерное распределение закачиваемой воды по разрезу. Основной объём воды поглощается отдельными высокопроницаемыми интервалами, тогда как часть менее проницаемых интервалов остаётся недостаточно вовлечённой в процесс вытеснения;
- По результатам анализа, отмечается незначительное влияние нагнетательных скважин на соседние добывающие скважины. Согласно динамике пластового давления в добывающих скважинах отмечается снижение пластового давления несмотря на увеличение закачки, что является следствием низкого уровня накопленной компенсации в целом по месторождению.

Рекомендации:

- Продолжить мониторинг ГФ для оценки тенденции и снижения неопределенностей в измерении ГФ;
- Проводить РЛТ исследования профиля притока в добывающих скважинах.
- В скважинах с выраженной неоднородностью профиля приёмистости рекомендуется проведение промыслово-геофизических исследований с целью определения заколонных перетоков. При подтверждении их наличия необходимо выполнение ремонтно-изоляционных работ для восстановления герметичности заколонного пространства.
- При наличии признаков загрязнения призабойной зоны рекомендуется проведение обработки призабойной зоны пласта с целью восстановления фильтрационных характеристик коллектора и повышения продуктивности скважин.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

С целью уточнения геологического строения, подсчета запасов углеводородов и подготовки основы для гидродинамического моделирования была создана цифровая геологическая модель месторождения Каратобе Южное. Цифровая трехмерная геологическая модель месторождения Каратобе Южное построена с учетом 23 пробуренных скважин.

При построении геологической модели была использована вся геолого-геофизическая и геолого-промысловая информация по состоянию изученности на 01.07.2025г. В основе геологического моделирования продуктивных залежей месторождения использованы результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС). Для интерпретации использованы материалы ГИС в открытом стволе. Для оценки достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств, насыщения пластов-коллекторов использовалась межскважинная корреляция, результаты испытаний и керновых исследований.

На основе геологической сетки (GRID) действующей трехмерной цифровой геологической модели была построена гидродинамическая (симуляционная) модель для расчета прогнозных технологических показателей разработки.

Таблица 3.3.1 - Общая информация о фильтрационной модели

Горизонт	P2kz
Объект	I
Тип флюида	Черная нефть
Тип коллектора	Поровый
Платформа	Petrel/Eclipse
Размерность ячеек, XYZ	35x35x0.5
Кол-во активных ячеек	8 486 400
Кол-во регионов насыщенности	1
Кол-во регионов PVT	1
Кол-во скважин	30
Период расчета	01.06.1999-01.01.2026
Контроль добывающих скважин	Жидкость
Время расчета, час	2

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Для создания расчетной гидродинамической модели были использованы такие ключевые параметры моделирования как – начальное пластовое давление, температура, параметры, описывающие структуру и стратиграфию коллектора, внутреннее строение коллектора, распределение петрофизических свойств и контакты между флюидами,

условия границ залежей. Объект моделирования не только включает в себя залежи и их гидродинамическую систему внутри границ, но и касается краевой и подошвенной воды.

Определение свойств флюидов и моделирование начального равновесного состояния

Свойства пластовой нефти в целом по горизонту исследованы по 30 пробам, а физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 28 пробам. Следует отметить, что с последнего проекта разработки отбор и лабораторные исследования новых проб нефти и газа не проводились.

Таблица 3.3.2 - Свойства пластовой нефти

№№	№ скважины	Горизонт	Интервал перфорации		Абс отметка	Глубина отбора, м	Дата отбора	Давление исследования, МПа	Температура исследования, С	Давление насыщения, МПа	Плотность нефти, кг/м³	Вязкость, мПа*с	Газосодержание		Объемный коэффициент
													м³/м³	м³/т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	50	P2kz	2823	2846	-2691	2800		29,2	58,5	15,3	752,9	0,92	101	115	1,126
2	63		2676	2712	-2533	2600	27.02.1993	31,4	56	17,8	724	0,72	133	158	1,36
3	63		2730	2746	-2577	2700	29.08.1992	31,4	60	18	735	0,78	123	147	1,32
4	64		2736	2772	-2599	2500	18.05.1994	31,6	53	15,8	716,3	1,86	132	159	1,35
5	64		2824	2851	-2683	2500	26.11.1993	31	58,7	15,9	757,7	2,8	112	133	1,28
6	65		2842	2870	-2716		08.02.1992	31	71	17,2	757	0,76	114	133	1,26
7	65		2842	2870	-2716	2800		31	71	17,2	757	0,67	128	151	1,28
8	55		2615	2770	-2533	2550	16.10.2003	25	55	14,4	751,8	1,09	117,1	139,3	1,3
9			2615	2770	-2533		16.10.2003	25	55	13,5	758,9	1,21	111,4	132,5	1,28
10			2615	2770	-2533		16.10.2003	25	55	13,7	758,2	1,2	113,7	135,4	1,28
11	63	P2kz	2567	2747	-2496	2500	16.10.2003	25,4	53	13,8	756,5	1,23	116,1	138,2	1,29
12			2567	2747	-2496		16.10.2003	25,4	53	13,7	756,9	1,24	115,2	137,1	1,29
13			2567	2747	-2496		16.10.2003	25,4	53	13,5	757,2	1,25	113,9	135,6	1,28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
14	66	P2kz	2632	2795	-2574	2500	12.06.2007	18,8	55,4	9,3	753,7	1,59	82,1	97,4	1,27
15			2632	2795	-2574			18,8	55,4	10,3	750,2	1,41	90,2	107,2	1,27
16								18,8	55,4	9,8	753,5	1,53	86,4	102,6	1,27
17	101		2683	2865	-2620	2630	11.06.2007	19,4	57,2	10,6	753,5	1,34	100,7	119,4	1,31
18			2683	2865	-2620			19,4	57,2	10,3	762,2	1,46	94,9	112,4	1,28
19			2683	2865	-2620			19,4	57,2	10,9	761	1,43	98,5	116,2	1,29
20	101		2683	2865	-2620	2830	10.06.2007	20,6	58,3	11,7	756,4	1,24	101,4	119,8	1,29
21			2683	2865	-2620			20,6	58,3	12,2	753,2	1,21	112,3	132,1	1,32
22			2683	2865	-2620			20,6	58,3	11	756,7	1,32	95,3	112,8	1,28
23	101		2683	2865	-2620	2660	15.06.2011	18,9	57	11,2	788,7	0,95	97	115,3	1,24
24			2683	2865	-2620			18,9	57	11,7	781,4	0,92	100,1	118,7	1,25
25	101		2683	2865	-2620	2660	23.09.2012	15,3	56	11	781,2	0,74	103	122,8	1,23
26			2683	2865	-2620			15,3	56	11	783,6	0,76	103,7	123,1	1,23
27	101	P2kz	2683	2865	-2620			15,3	56	11,1	774,3	0,8	113,1	135,5	1,24
28	105		2441	2746	-2439	рек.	21.11.2013	29,5	58	9,8	750,4	0,98	62,4	75	1,148
29	102		2512	2718	-2463	рек.	11.06.2016	19,3	57	6,7	776	1,5	54,2	65,3	1,15
30	108		2513	2695	-2452	рек.	11.06.2016	19,3	57	6,8	778	1,57	53,2	63,5	1,152

Основываясь на вышеуказанные данные, была построена PVT модель месторождения, представляющая собой зависимость объемного коэффициента, вязкости нефти и газосодержания от изменения давления.

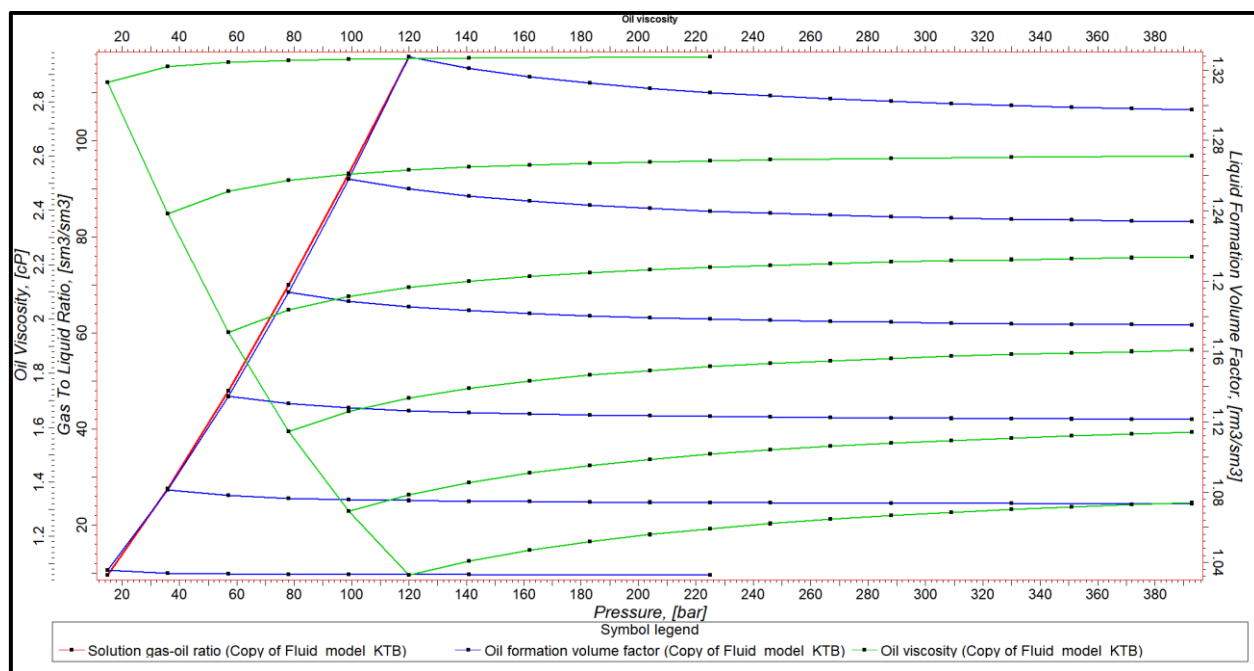


Рисунок 3.3.1 - PVT свойства нефти

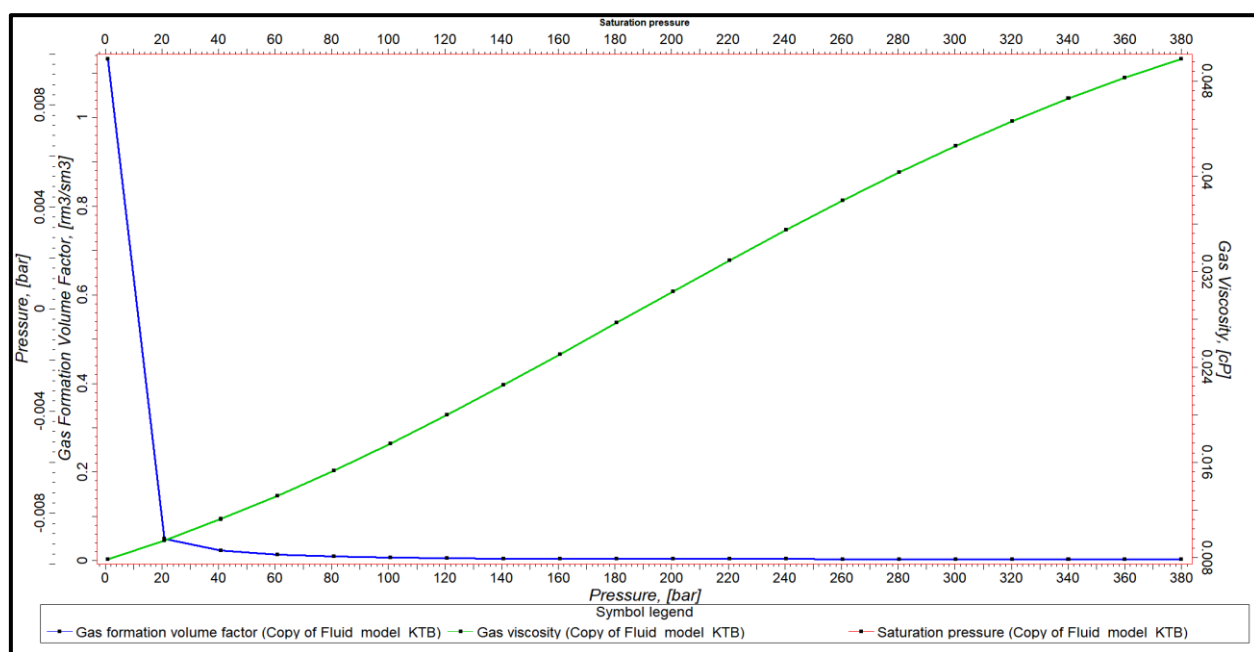


Рисунок 3.3.2 - PVT свойства газа

На графиках зависимостей точки разделены на две категории: фактические и отбракованные (Рис.3.3.3, Рис.3.3.4, Рис.3.3.5). Пробы, не включённые в модель, были отобраны до начала разработки месторождения и отбракованы ввиду их несоответствия текущим пластовым условиям. Линия тренда на каждом графике отражает результаты PVT-модели. Фактические данные проб, вошедших в модель, располагаются в пределах разброса

модельной кривой, что подтверждает адекватность построенной PVT-модели и корректность принятых флюидальных параметров.

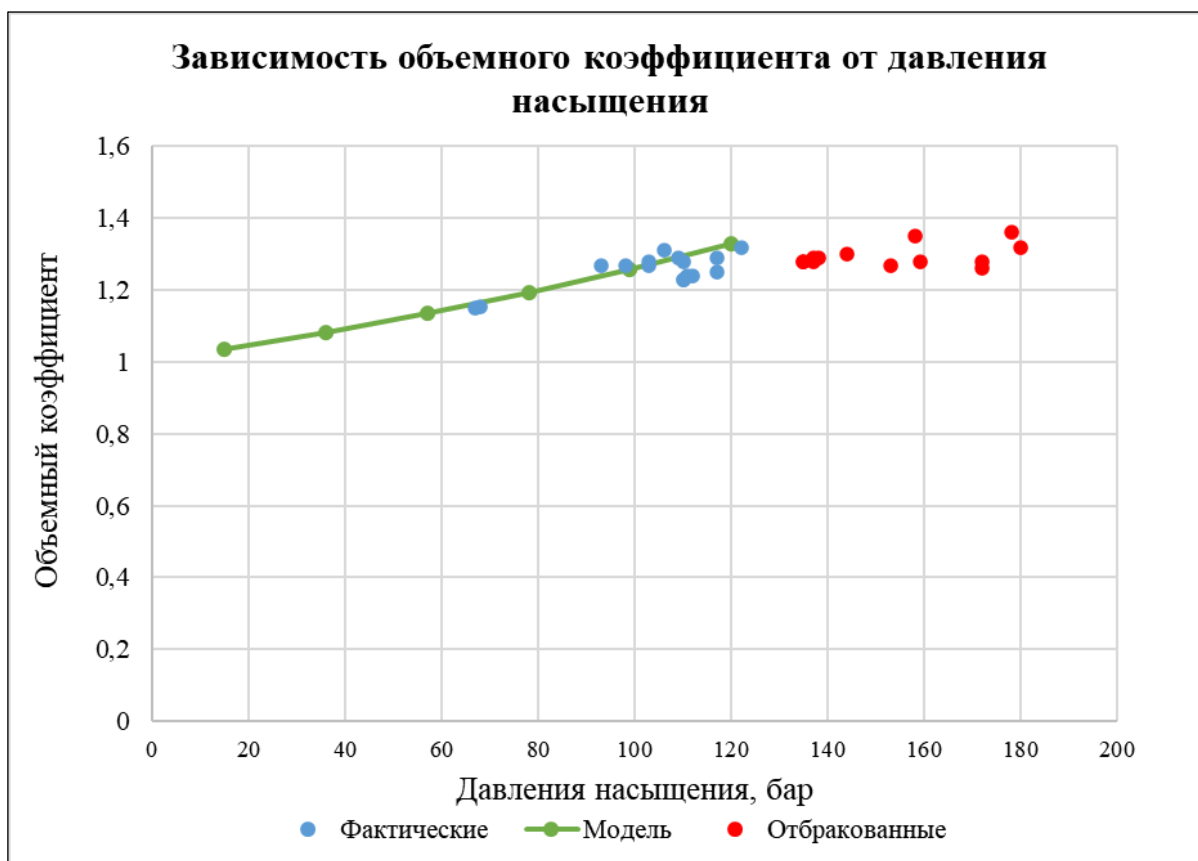


Рисунок 3.3.3 - Зависимость объемного коэффициента от давления насыщения

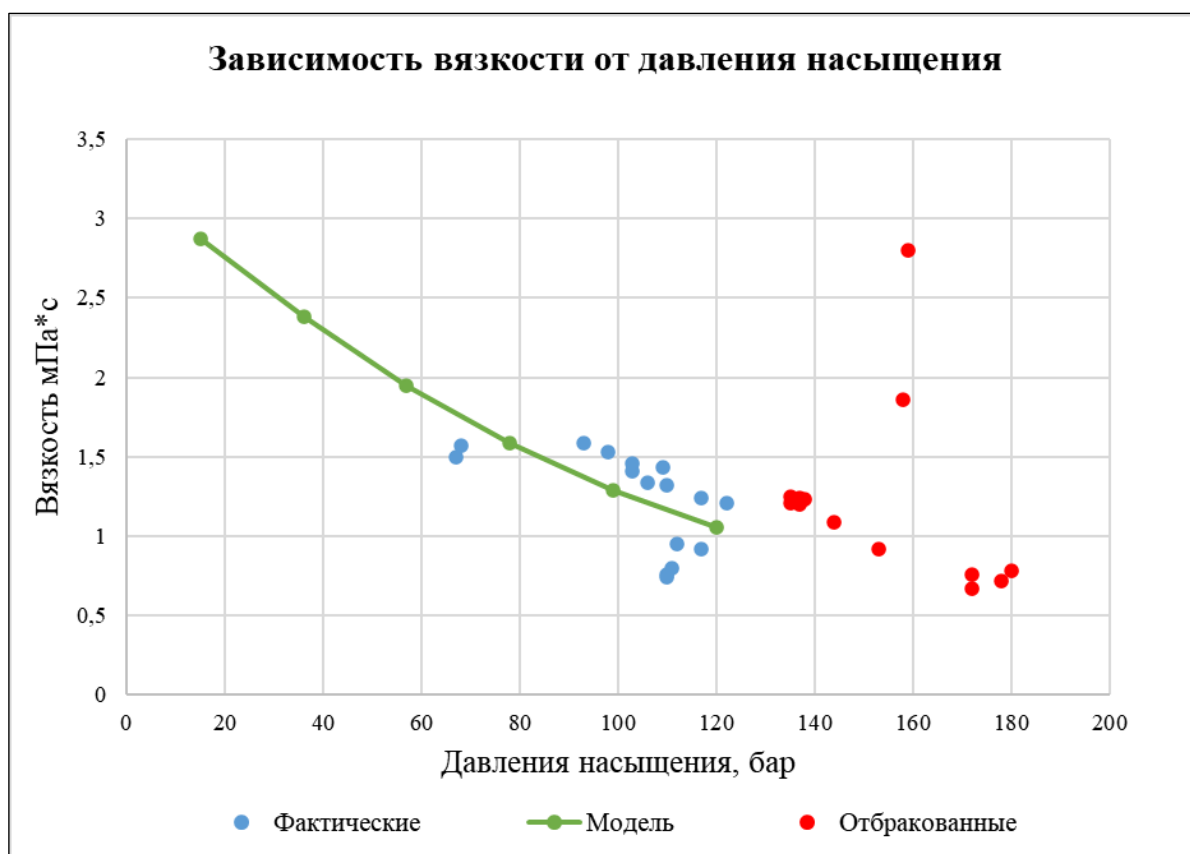


Рисунок 3.3.4 - Зависимость вязкости от давления насыщения



Рисунок 3.3.5 - Зависимость газосодержания от давления насыщения

Инициализация модели

Для инициализации гидродинамической модели необходимо знать начальное пластовое давление на глубине УСВ, ГНК. В данной гидродинамической модели распределение флюидов соответствует геологической модели и для задания равновесных условий был установлен контакт для пласта. Для задания начального пластового давления использовались исторические данные по замерам пластового давления, приведенные на глубину УСВ.

Таблица 3.3.3 - Начальные параметры равновесия залежи

Параметры	Значения
Опорное давление, бар	303
Опорная глубина, м	-2645
ГНК, м	-
ВНК, м	-2782,10

Таблица 3.3.4 - Сопоставление запасов нефти

Горизонт	Запасы нефти, НСРV oil, тыс. т		Расхождение, %
	Геологическая модель	Гидродинамическая модель	
P2kz	33357	34746	4,2

Фильтрационно-емкостные свойства коллектора

Относительные фазовые проницаемости определяют скорость фильтрации нефти и воды относительно друг друга при различных соотношения насыщенностей.

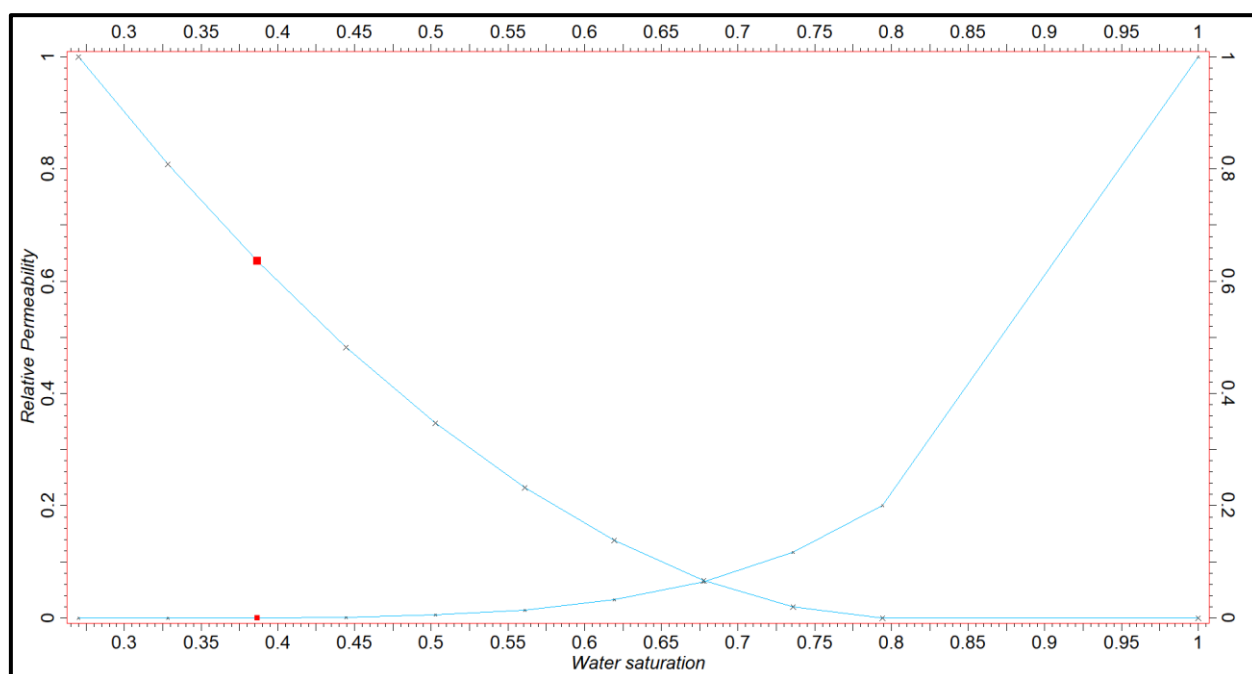
Специальные исследования в области определения относительно-фазовых проницаемостей, вытеснения и капиллярных давлении месторождения Южное Каратобе проводились по 7 скважинам.

Для построения трехмерной модели насыщения использовались данные специального анализа керна с месторождения Каратобе Южное, а именно, кривые капиллярного давления P_c , приведенные в пластовые условия. Кривые P_c были использованы для J-функции, которая связывает водонасыщенность S_w с пористостью и высотой над уровнем свободной воды.

Кривая капиллярного давления принималась по зависимости P_c (капиллярного давления) от S_w (водонасыщенности) построенной с помощью J-функции Леверетта.

Таблица 3.3.5 - Специальные исследования

Вид исследования	Год выполнения анализа	Номер скважины	Количество
Анализ капиллярного давления, образец	2018г – скв. №№104, 105, 106, 108, 109; 2023г – скв. №116; 2025г – скв. №112	№№104, 105, 106, 108, 109, 112, 116	101
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, образец		№№104, 105, 106, 109, 112, 116	40
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец		№№112, 116	35



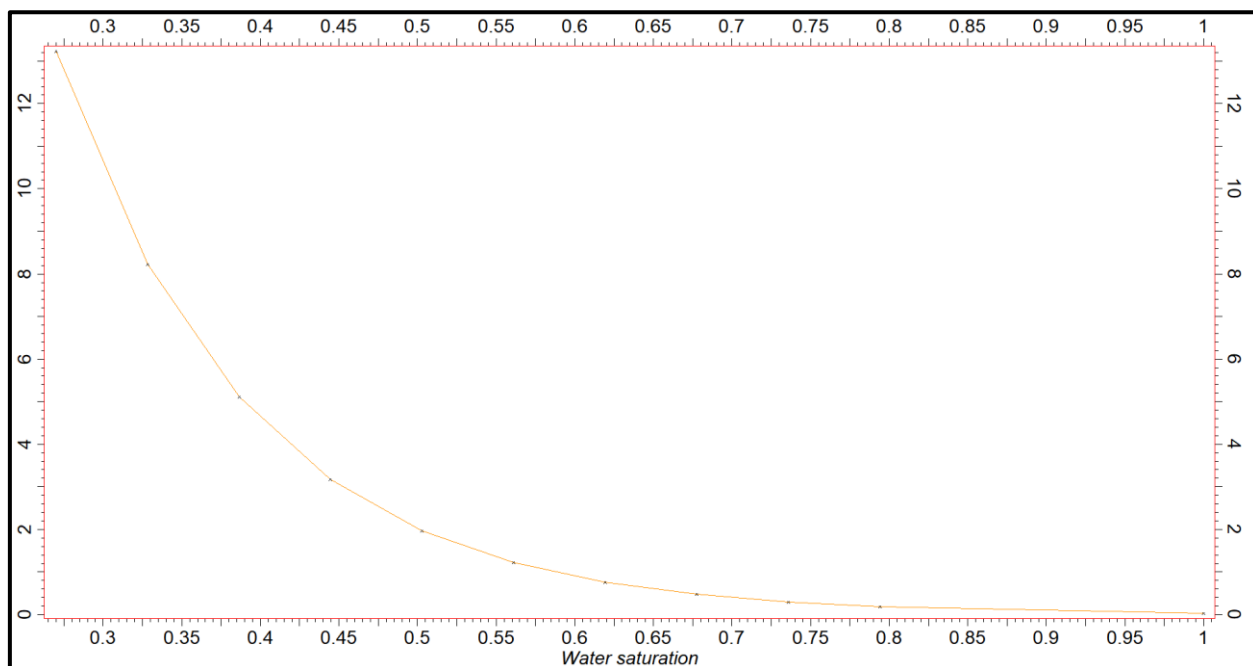


Рисунок 3.3.6 - Графики ОФП и J-функций, построенная по данным капиллярметрии

Построение куба проницаемости

Для получения трехмерного распределения проницаемости был проведен анализ зависимости данного параметра от пористости с использованием исследований керна месторождения. Результаты интерпретации ГДИС также были сопоставлены с данными керновых исследований и определены диапазоны неопределенности по ФЭС (рис 3.3). На основе калибровки зависимостей poro-perm были подготовлены зависимости для дальнейшей адаптации гидродинамической модели. В результате анализа по месторождению Каратобе Южное была использована данная формула: $K_{пр} = 0.03 \cdot \exp(40x)$

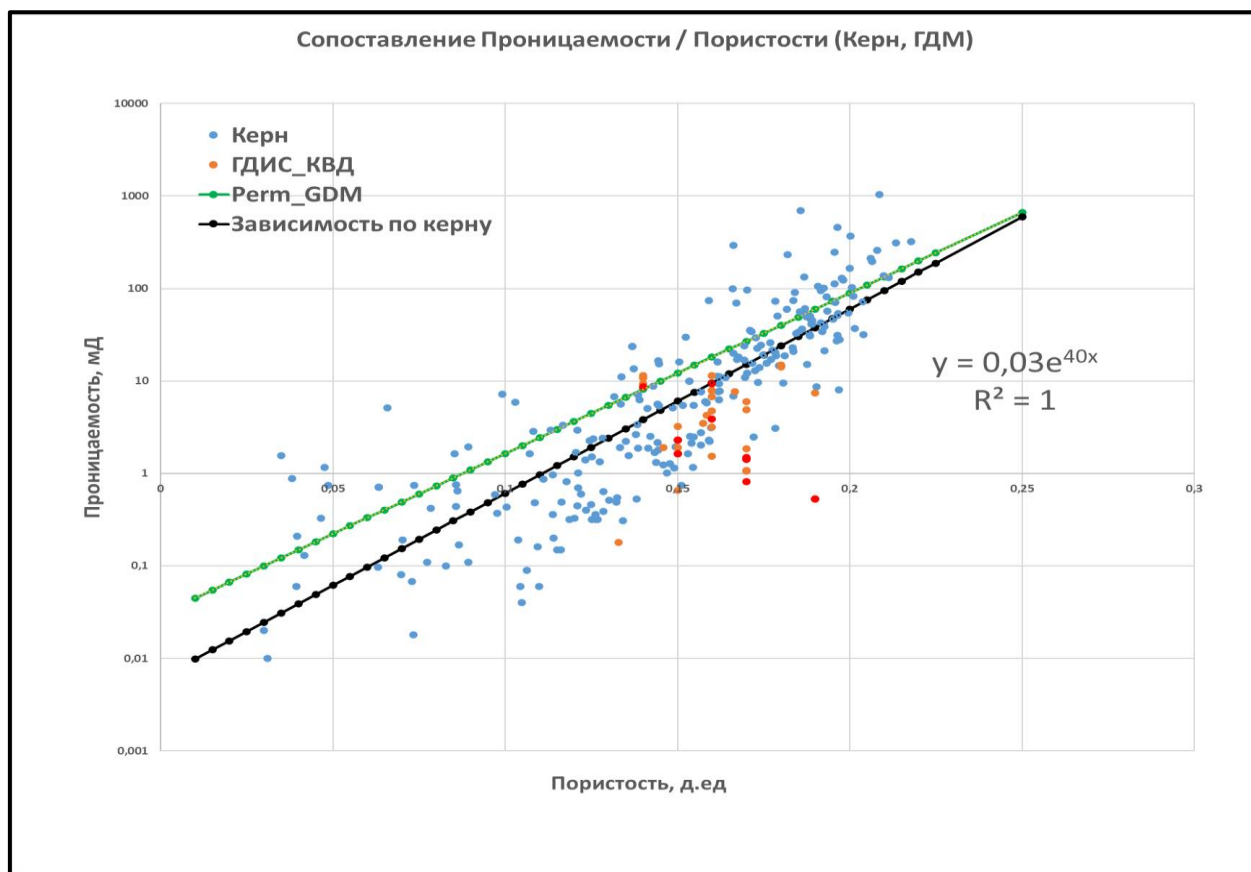


Рисунок 3.3.7 - Зависимости проницаемости от пористости

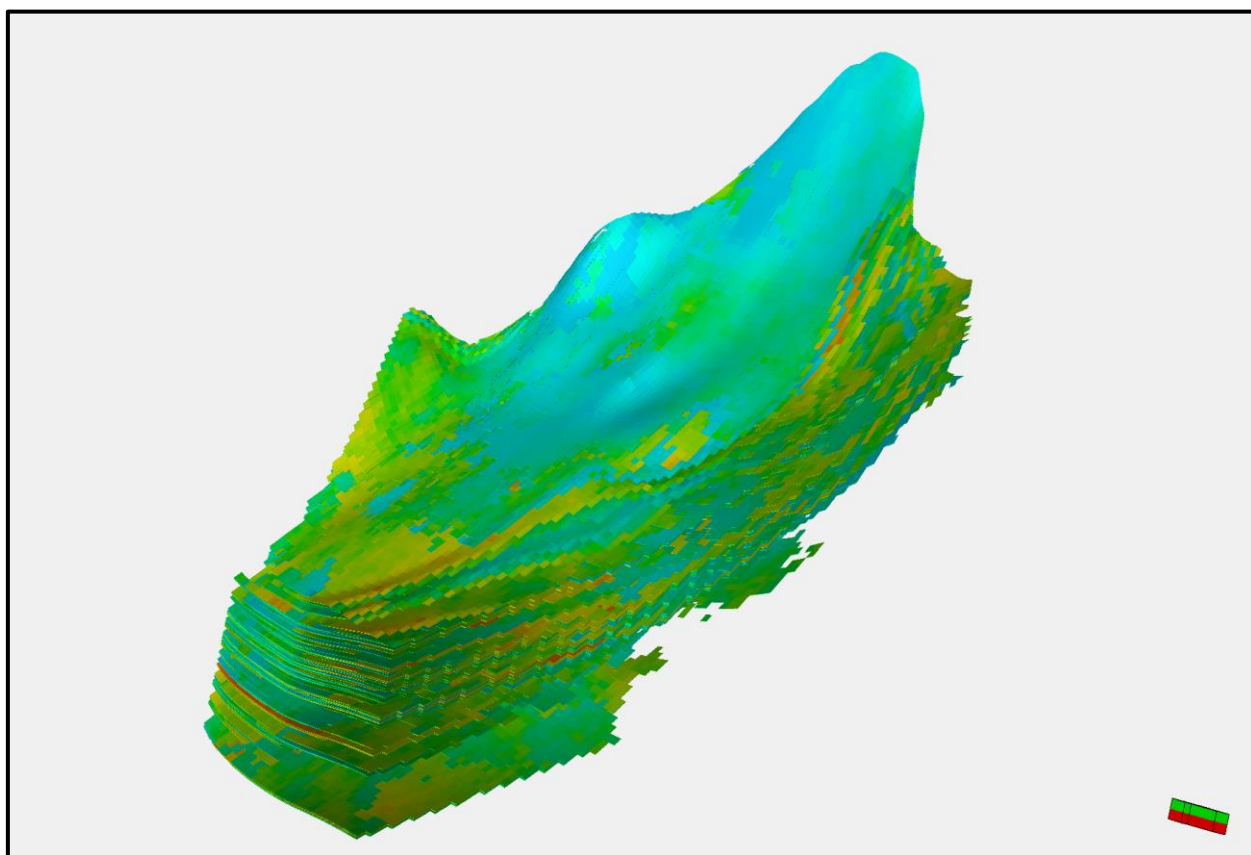


Рисунок 3.3.8 - Куб проницаемости

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами разработки...» [2] выделение в разрезе месторождений углеводородного сырья эксплуатационных объектов решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи для получения рациональной системы разработки в ближайшую прогнозируемую перспективу.

Согласно утвержденному отчету ПЗ-2002г, в разрезе глинисто-песчаной толщи верхнепермского горизонта выделены четыре самостоятельные пласта (I, II, III, IV).

В «Уточненной технологической схеме разработки...» (2009г), исходя из площадного размещения пластов, размеров и начальных геологических запасов, а также с учетом физико-химических свойств нефтей и геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов, в один объект разработки были объединены пласты I, II, III и IV с одинаковым литологическим составом, обладающие одинаковой пористостью и проницаемостью.

В настоящей работе модель представлена без глинистых перемычек между пластами, как единый гидродинамически связанный резервуар. Это объясняется тем, что в некоторых случаях в продуктивном разрезе часто происходит слияние песчаных линз и полулинз в единые тела, а между ними зачастую нет значимых глинистых разделов. А в других случаях, песчаные тела по латерали замещаются на глинистые, т.е. происходит выклинивание коллекторов или глинизация разреза. Необоснованное введение дополнительных границ приводит к нарушениям закономерностей распространения коллекторов и непроницаемых перемычек в межскважинном пространстве. Полученные данные по геохимическим исследованиям подтверждают модель гидродинамически связанного резервуара.

С учетом уточненного геологического строения месторождения в настоящем отчете выделен один объект разработки.

Исходные геолого-физические характеристики объекта разработки приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики объекта разработки

№ п/п	Наименование	По месторождению
		Величины
1	2	3
1	Средняя глубина залегания, м	-2528
2	Тип залежи	подкарнизная, пластовая, сводовая, экранированная поверхностью крутого склона соляного массива

3	Тип коллектора	терригенный, поровый
4	Площадь нефтеносности (кат. А+В+С ₁), тыс. м ²	6009
5	ВНК, м	-2782,1-2782,8
6	Средняя толщина эффективная, м	73.14
7	Средняя толщина нефтенасыщенная, м	64.9
8	Пористость по ГИС, доли ед.	0.17
9	Пористость по керну, доли ед.	0.16
10	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0.65
11	Средняя насыщенность связанной водой, доли ед.	0.47
12	Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	67.07
13	Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²	0.28
14	Коэффициент песчаности, доли ед.	0.29
15	Коэффициент расчлененности, доли ед.	20.1
16	Начальное пластовое давление, МПа	30.3
17	Начальная пластовая температура, °С	56
18	Отметка приведения давления и температуры, м	-2782,1
19	Текущее пластовое давление, МПа	13.5
20	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.756
21	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	1.33
22	Давление насыщения нефти газом, МПа	12.0
23	Относительная плотность газа по воздуху	1.13
24	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.173
25	Газосодержание нефти, м ³ /т	127.8
26	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.282
27	Плотность нефти в стандартных условиях, т/м ³	0.845
28	Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа×с	18.6
29	Содержание серы в нефти, %	0.16
30	Содержание парафина в нефти, %	2.77
31	Средний коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа)	12.1
32	Средний коэффициент приемистости, м ³ /(сут·МПа)	10.6
33	Коэффициент удельной продуктивности по нефти, 10 м ³ /(сут·МПа·м)	0.2
34	Коэффициент удельной приемистости, 10 м ³ /(сут·МПа·м)	0.1
35	Пьезопроводность пласта, 10 ⁻⁴ м ² /с	59.0
36	Начальные балансовые запасы нефти категории В, тыс.т	27840
37	Начальные извлекаемые запасы нефти категории В, тыс.т	9383
38	Начальные балансовые запасы растворенного газа категории В, млн.м ³	3558
39	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа категории В, млн.м ³	1199
40	КИН, доли ед.	0,337

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проводили с учетом уточненного геологического строения и текущей гидродинамической характеристики месторождения.

Система разработки месторождения первоначально были определены в «Технологической схеме разработки...» 2003г по 2 варианту. ТС-2003г была составлена на основе запасов нефти, подсчитанных по состоянию на 01.09.2001г. Рекомендуемый вариант предусматривал разработку на естественном режиме истощения с бурением 3 добывающих скважин.

В рамках отчета «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки...», на заседании ЦКР РК от 20.10.2006г отмечено, что реализуемая на

месторождении система разработки, заключающаяся в естественном режиме истощения, недостаточно эффективная. В связи с этим было принято решение, обеспечить составление «Технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное с поддержанием пластового давления».

По состоянию на 01.01.2026г фактическая закачка воды отстает от проектных значений. В текущее время водозабор для технического водоснабжения системы ППД месторождения Каратобе Южное осуществляется из 5 скважин, в объеме 600-670 м³/сутки. Для решения вопроса по дефициту воды, в 2025 году защищен отчет «Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод аптских отложений» для технического водоснабжения системы ППД месторождения (протокол №2755-25-У от 29 октября 2019 года). Реализация вышеуказанного проекта позволяет ТОО «Казахтуркмунай» обеспечить бесперебойное снабжение технической водой всех объектов на нефтяном месторождении Каратобе Южное на 22 года. В целом в данном проекте, для удовлетворения потребности в технической воде в количестве 1990 м³/сутки предусмотрена эксплуатация 5 водозаборных скважин. Согласно разрешению на специально водопользование от 24.10.2025г на период 2026-2029гг расчетный годовой объем забора составил 583,222 тыс.м³.

В соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению проектов разработки...» [8] и п.п. 134 и 135 «Единых правил...» [2], а также с учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, рассмотрены 3 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой вводом из бурения новых добывающих скважин.

В расчётных вариантах разработки в качестве рабочего агента для ППД, как и ранее, рассматривается добываемая вода из водозаборных скважин и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества.

При расчёте проектных показателей разработки, величину среднего забойного давления в добывающих скважинах по месторождению принимали на текущем уровне. Забойное давление в водонагнетательных скважинах не должно превышать давления гидроразрыва пласта.

Коэффициент эксплуатации переходящих скважин принят равным 0,9 доли ед., с учётом необходимости проведения на скважинах ПРС, ГТМ и исследовательских работ.

1 вариант. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ШГН и УЭЦН. В целом по месторождению фонд добывающих

скважин составляет 19 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки 23,1 га/скв. С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин предусмотрен ряд ГТМ:

- ✓ В 2026г ввод из бездействия скважины №27;
- ✓ В 2026г планируется перевод добывающей скважины №116 под нагнетание;
- ✓ В 2026г планируется проведение повторного ГРП в добывающих скважинах №№63, 66;

2 вариант. Предусматривается разработка месторождения с внутриконтурным заводнением в виде продольного разрезающего ряда из четырех нагнетательных скважин и сводовым заводнением с помощью двух нагнетательных скважин. В общей сложности запланировано ввод из бурения 6 добывающих скважин с ГРП в период 2026-2031гг с целью уплотнения сетки скважин, также проведение ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 добывающей скважины, перевод под нагнетание 2-ух добывающих скважин, проведение ГРП в 7 добывающих скважинах.

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 22 ед., фонд нагнетательных скважин 7 ед. Плотность сетки скважин 20,7 га/скв. Эксплуатация проектных добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

3 вариант. Разработка месторождения будет осуществляться с организацией систем очагового и площадного заводнения. Предусматривается уплотнение сетки скважин путем ввода из бурения 11 добывающих и 3 нагнетательных скважин с ГРП с 2026 по 2036г и проведения ряда ГТМ: ввод из бездействия 1 скважины, перевод под нагнетание 5 добывающих скважин и ГРП на 4 добывающих скважинах.

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 24 ед., фонд нагнетательных скважин 13 ед. Плотность сетки скважин 16,2 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

Сравнение исходных данных по вариантам разработки представлено в таблице 3.4.2.

Схема размещения проектных скважин представлена в папке III графическом приложении №9.

Таблица 3.4.2 - Сравнение исходных данных по вариантам разработки

Проектные характеристики	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Геологические запасы нефти В, тыс.т.	27840		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	6009		
Система воздействия, режим	ППД		
Система размещения скважин	рядное		
Коэффициент охвата, доли ед.	0,511	0,531	0,506
Фонд скважин с начала разработки, всего	26	29	37
В т.ч. к бурению	3	6	14
Плотность сетки, га/скв.	23,1	20,7	16,2
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	3:1	3:1	2:1
Начальные геологические запасы на 1 скв., тыс.т	1070,8	960	752,4
Способ эксплуатации добывающих скважин	Мех.		
Режим работы скважин:			
Забойное давление в добывающих скважинах, МПа	>= 72атм		
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,9	0,9
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,9	0,9	0,9
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	95-100	92-100	93-100
Объемы бурения всего, тыс. м	11,4	22,8	53,2

Минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения проектных скважин ($h_{н.мин}$) определялась по формуле:

$$h_n^{мин} = h_{внз} / [1 + \{A_2 \cdot \mu_v \cdot \gamma_n / (1 - A_2) \cdot \mu_n \cdot \gamma_v \cdot b_n\}]$$

Таблица 3.4.3 - Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения проектных скважин

Параметры	Каратобе Южное
Средняя нефтенасыщенная толщина ВНЗ, м	40,4
Предельная обводненность продукции, доли ед.	0,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,33
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,50
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,845
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,173
Объемный коэффициент, доли ед.	1,282
Минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения скважин	14,0

Адресная программа геолого-технических мероприятий и бурения по вариантам разработки представлены в таблице 3.4.4-3.4.6.

Таблица 3.4.4 - Адресная программа ГТМ и бурения по варианту разработки I

Направление	Мероприятие	Год	2026	2027
Ввод из бурения скважин	Ввод из бурения нагнетательной скважины №117	2026		
	Ввод из бурения эксплуатационных скважин №113, 115	2027		
ГТМ по добывающему фонду	ГРП на добывающей скважине №063	2026		
	ГРП на добывающей скважине №066	2026		
	Ввод из бездействия скважины №27	2026		
ГТМ по нагнетательному фонду	Перевод под закачку скважины №116	2026		

Таблица 3.4.5 - Адресная программа ГТМ и бурения по варианту разработки II

Направление	Мероприятие	Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ввод из бурения скважин	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №113	2026						
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №117	2027						
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №115	2027						
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №118	2029						
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №119	2030						
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №120	2031						
ГТМ по добывающему фонду	ГРП на добывающей скважине №063	2026						
	ГРП на добывающей скважине №066	2026						
	Ввод из бездействия скважины №27	2026						
	ГРП на добывающей скважине №110	2027						
	ГРП на добывающей скважине №106	2028						
	ГРП на добывающей скважине №101	2029						
	ГРП на добывающей скважине №112	2030						
	ГРП на добывающей скважине №105	2031						
ГТМ по нагнетательному фонду	Перевод под закачку скважины №116	2026						
	Перевод под закачку скважины №108	2028						

Таблица 3.4.6 - Адресная программа ГТМ и бурения по варианту разработки III

Направление	Мероприятие	Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ввод из бурения скважин	Ввод из бурения нагнетательной скважины №121	2026											
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №115	2027											
	Ввод из бурения эксплуатационных скважин №113, 117	2029											
	Ввод из бурения эксплуатационных скважин №124,125	2030											
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №126	2031											
	Ввод из бурения эксплуатационной скважины №120	2033											
	Ввод из бурения эксплуатационных скважин №118,119	2034											
	Ввод из бурения нагнетательных скважин №128,129	2035											
	Ввод из бурения эксплуатационных скважин №122,123	2036											
ГТМ по добывающему фонду	Ввод из бездействия скважины №27	2026											
	ГРП на добывающей скважине №101	2026											
	ГРП на добывающей скважине №063	2027											
	ГРП на добывающей скважине №066	2027											
	ГРП на добывающей скважине №106	2028											
ГТМ по нагнетательному фонду	Перевод под закачку скважин №115 и 116	2028											
	Перевод под закачку скважин №124 и 125	2032											
	Перевод под закачку скважины №126	2033											

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В качестве основного метода воздействия эксплуатационных объектов предлагается метод поддержания пластового давления закачкой воды.

Для водообеспечения нагнетательных скважин на месторождении используется в качестве источника вода из водозаборных скважин.

Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В данной работе расчеты технологических показателей выполнялись с использованием трехмерной фильтрационной модели, что позволило, с одной стороны, учесть сложное геологическое строение месторождения, а с другой — обеспечить высокую точность описания состояния флюидов на каждом этапе разработки. Все варианты разработки рассчитывались в коммерческом программном комплексе для трехмерного гидродинамического моделирования tNavigator.

Одним из основных критериев применимости программы гидродинамического моделирования для прогнозирования технологических показателей является возможность настройки математической модели пласта на основе истории разработки, что позволяет достоверно отражать текущее состояние залежи.

Для адаптации модели использовались данные по всем скважинам опробования. По каждой скважине были заданы фактические объемы отбора жидкости за весь период эксплуатации, фактические интервалы вскрытия пласта, фильтрационно-емкостные свойства коллектора, а также значения забойных давлений, полученные в результате промысловых исследований. Указанные данные применялись для настройки параметров модели. Корректировка модели выполнялась на основе сопоставления расчетных и фактических технологических показателей по каждой скважине, что позволило повысить достоверность прогнозных расчетов.

Анализ показателей в целом по объекту

Для анализа качества модели на период истории, были построены графики расчета дебита нефти, жидкости и других суточных параметров в целом по объекту и сравнения с историческими данными (рис. 3.4.1-3.4.2). Расхождение по накопленной добыче нефти по месторождению составляет 0,4%. При этом расхождения по закачке воды не наблюдается. Ниже на рисунках 3.4.3-3.4.4 представлены кросс-плоты накопленной добычи нефти и закачки воды, показывающие хорошую сходимость модели с историческими данными. На

рисунках 3.4.1 – 3.4.8 также выборочно представлены графики адаптации по скважинам, показывающие хорошую сходимость модели с замерами забойных давлений.

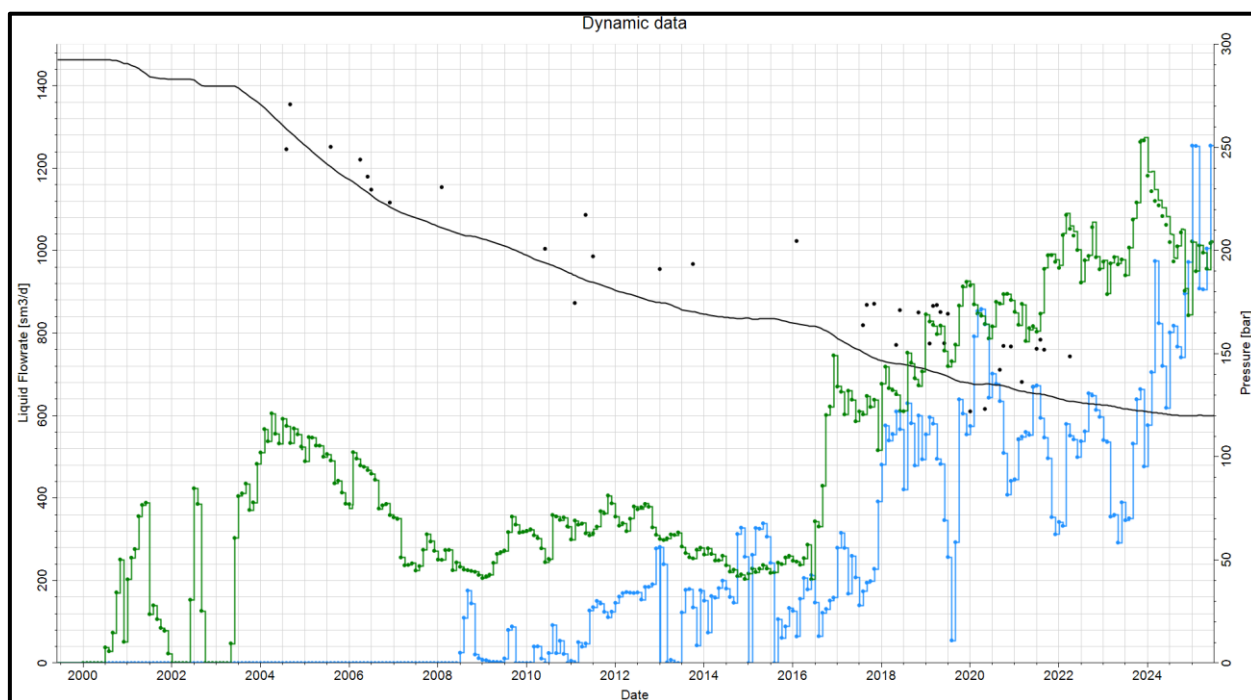


Рисунок 3.4.1- График адаптации добычи нефти, закачки воды и пластового давления по месторождению в целом (линии-расчет, точки-факт)

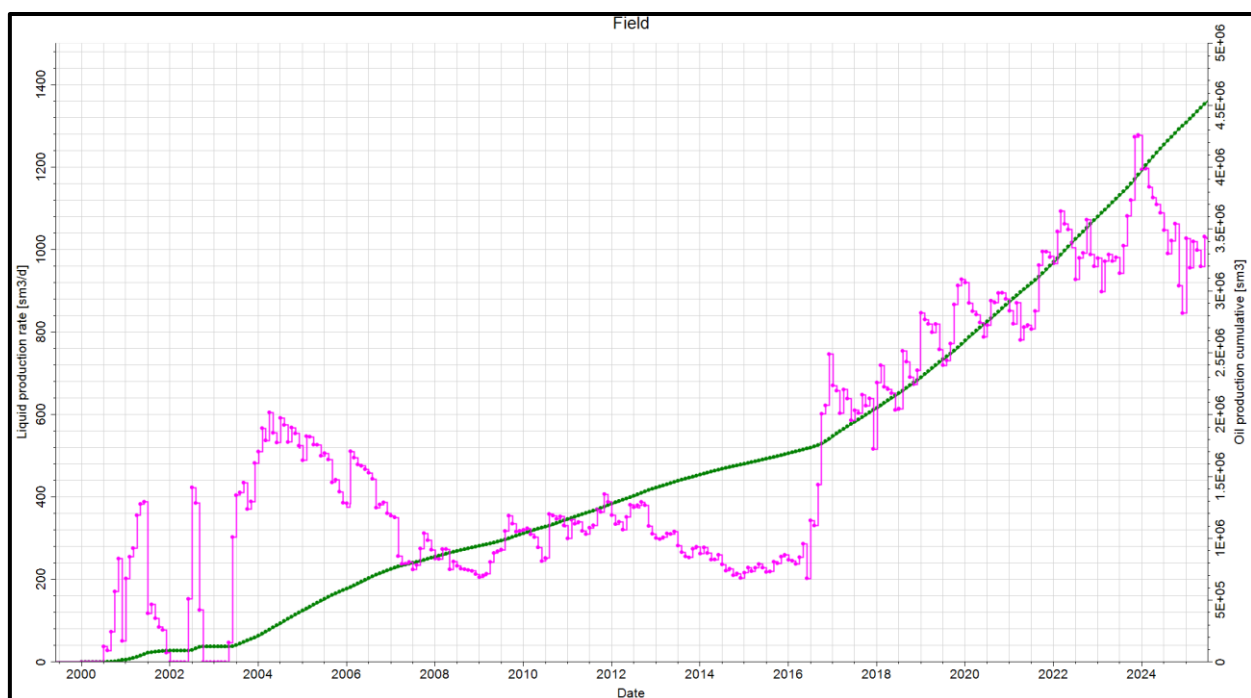


Рисунок 3.4.2 - График дебита жидкости и накопленной добычи нефти по месторождению в целом (линия-расчет, точки-факт)

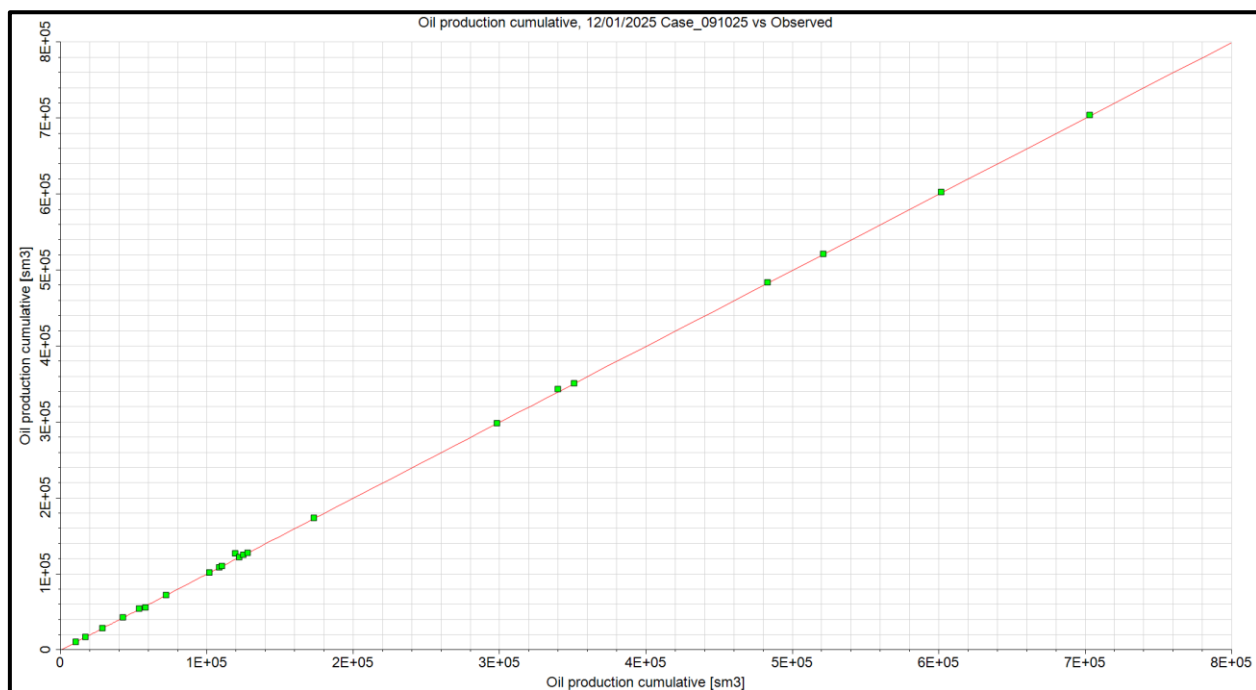


Рисунок 3.4.3 - Кросс-плот по накопленной добыче нефти

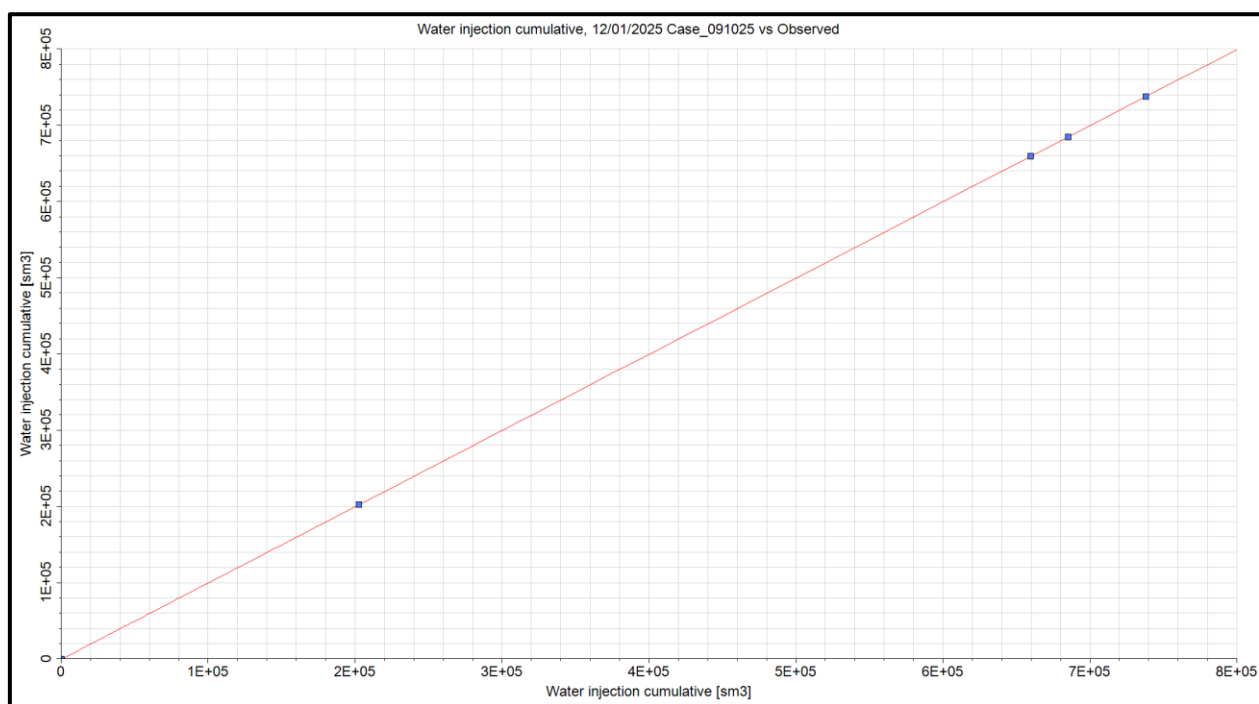


Рисунок 3.4.4 - Кросс-плот по накопленной закачке воды

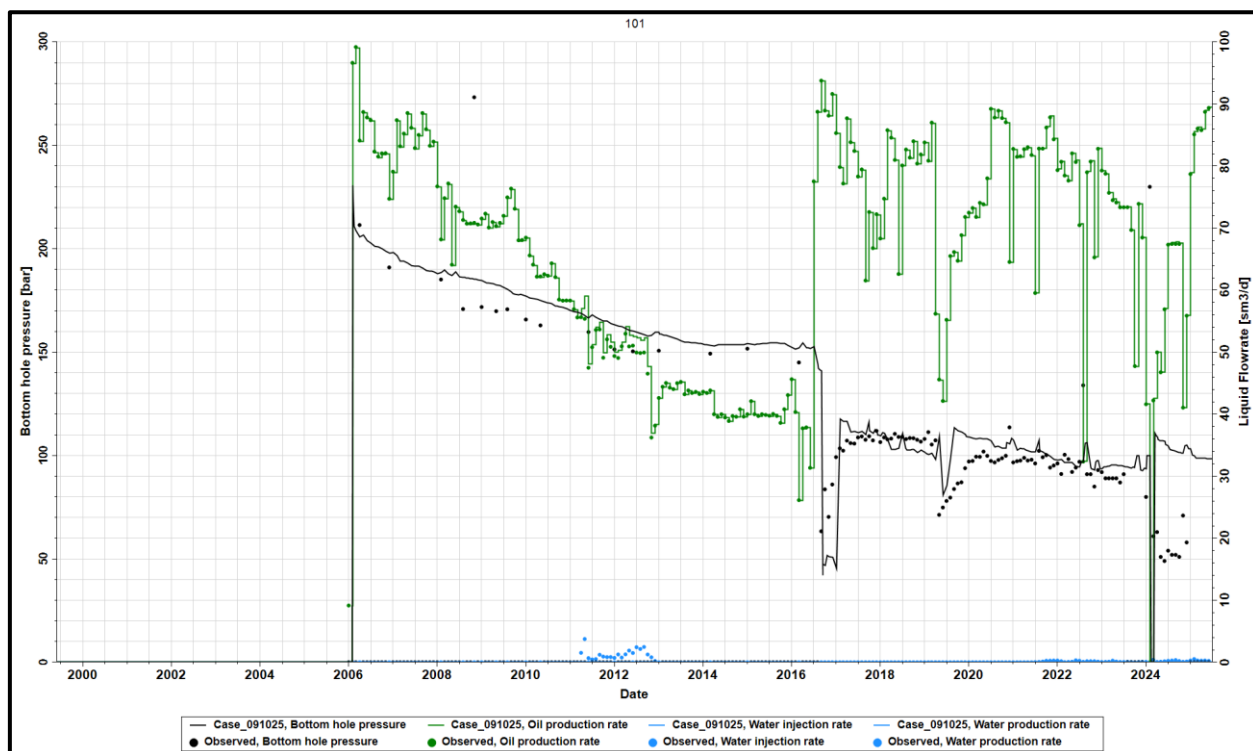


Рисунок 3.4.5 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №101 (линия-расчет, точки-факт)

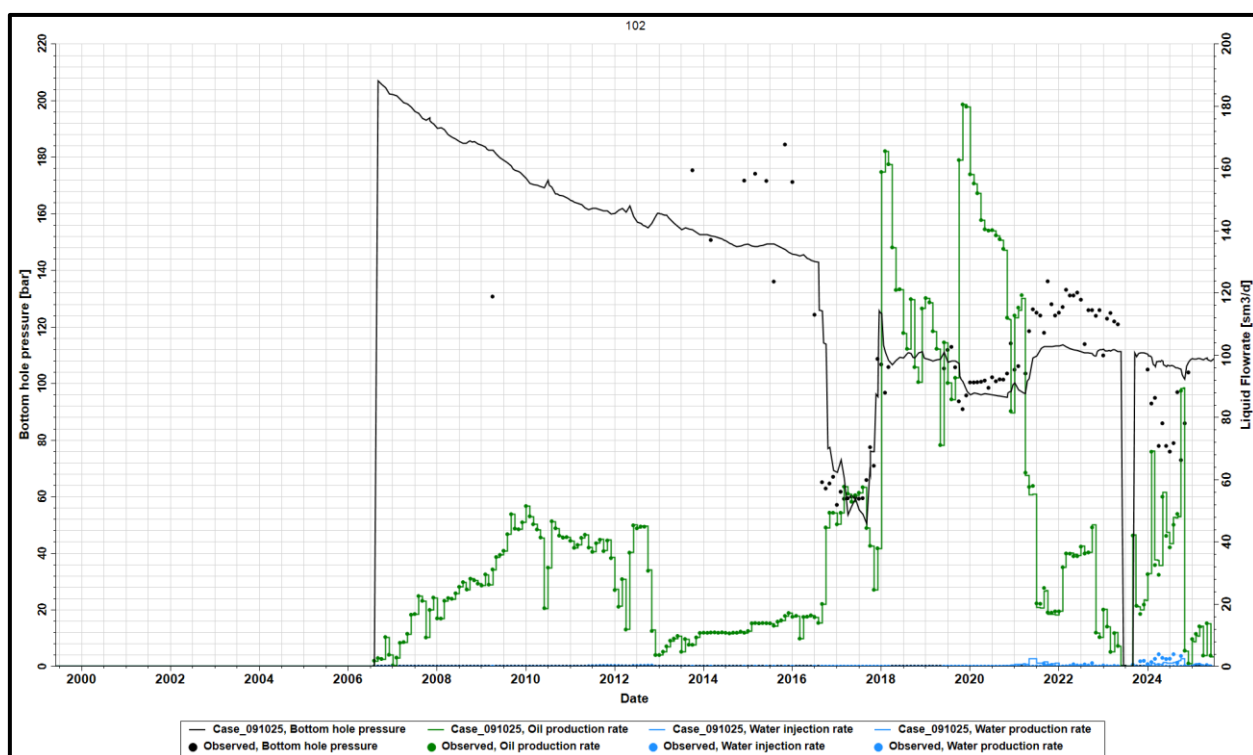


Рисунок 3.4.6 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №102 (линия-расчет, точки-факт)

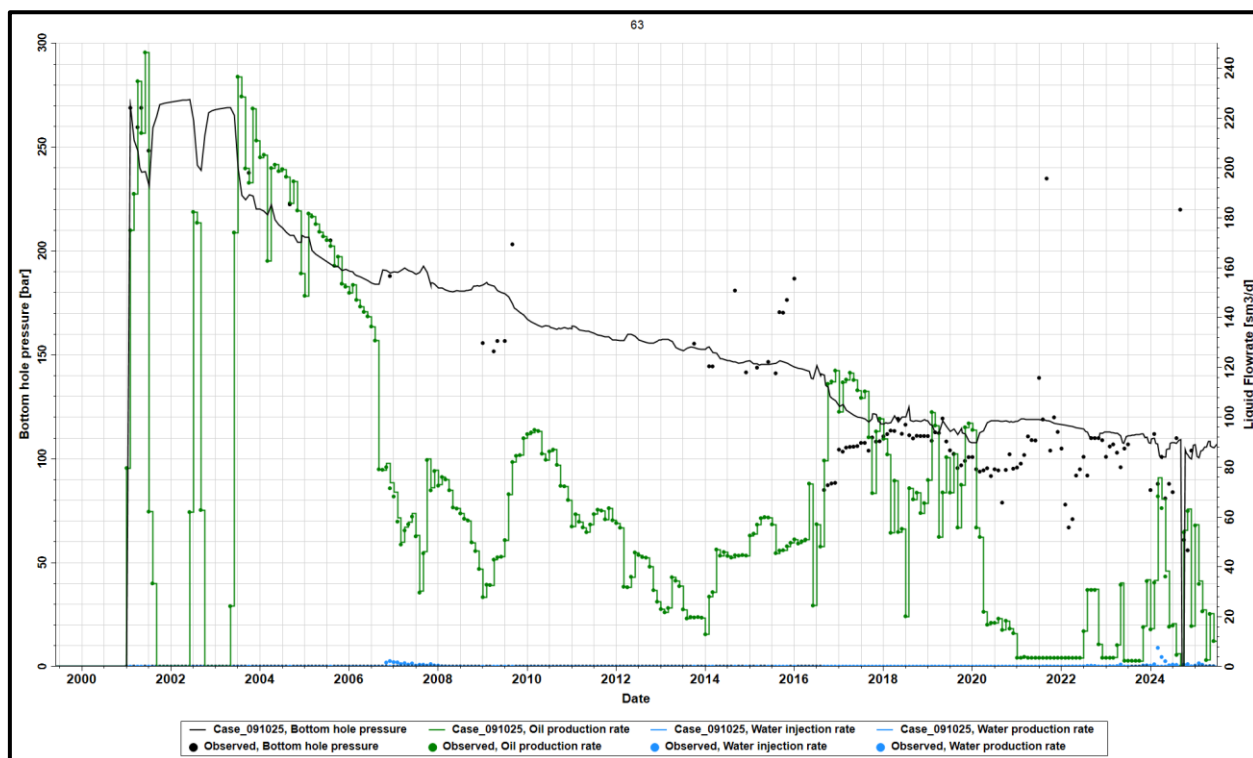


Рисунок 3.4.7 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №63 (линия-расчет, точки-факт)

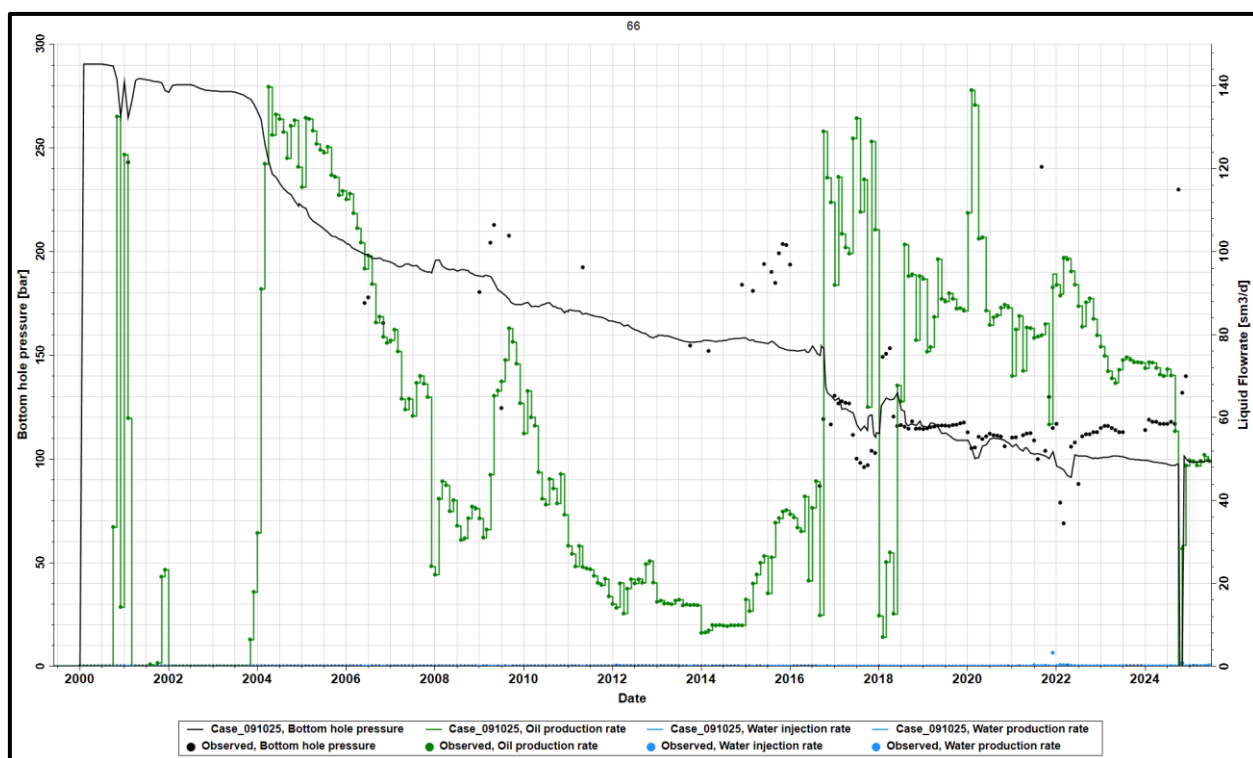


Рисунок 3.4.8 - График адаптации дебита нефти, воды и забойного давления по скважине №66 (линия-расчет, точки-факт)

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

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

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

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

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

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

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

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{\mu_B}{\mu_H}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\gamma_H}{\gamma_B}$ – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в

пластовых условиях.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры. В соответствии с результатами экспериментов среднее значение коэффициента вытеснения нефти водой для верхнепермских отложений составляет 64%.

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта количество резервных скважин по всем вариантам разработки рекомендуется принять в количестве 10% от общего фонда скважин.

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

Общие положения

В настоящем разделе приводится описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного варианта разработки месторождения, а также определения максимальных выгод для недропользователя и Республики Казахстан.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся вводом скважин из бурения, уровнями добычи УВ, объемом закачиваемых рабочих агентов.

Варианты систем разработки подверглись экономической оценке в целом по месторождению за весь период расчета.

Экономические показатели вариантов разработки определены в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

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

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

В расчетах отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации вариантов. Определена сумма как расходов, связанных с обычной деятельностью предприятия (эксплуатационные затраты), валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Доходная часть

Нормативы реализации УВ

В основу экономических показателей вариантов разработки заложены прогнозные цены на нефть, основываясь на базовых условиях проекта, как показано в таблице 3.6.1. Цены на нефть в течение всего срока разработки изменяются с учетом эскалации 2,5% с 2031г.

Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

Транспорт продукции

Транспортные расходы, приведенные в таблице 3.6.1, по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя:

- транспортировку;
- терминал;
- прием, хранение и отгрузку продукта реализации;
- оформление документов.

Таблица 3.5.1 - Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Обменный курс доллара	тг/долл	540	480	480	480	480
Реализация нефти по направлениям						
Экспорт	%	35	10	0	0	0
Внутренний рынок	%	65	90	100	100	100
Реализация газа по направлениям						
Внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
Экспорт	тг/тонн	22722,1 4	23380,0 0	0	0	0

Внутренний рынок	тг/тонн	9938,65	9001,24	10345,64	10001,39	10001,39
Цены нефти по направлениям						
Экспорт с учетом скидки	тг/тонн	207619	236 390	0	0	0
Внутренний рынок	тг/тонн	71439	69298	71032	73884	76661
Цены газа по направлениям						
Внутренний рынок	тг/тыс.м. 3	9188	9188	9188	9188	9188

Расходная часть

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя:

- Бурение скважин;
- Обустройство скважин;
- Обустройство месторождения;

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на материалы;
- обучение персонала;
- услуги сторонних организаций производственного характера;
- затраты на страхование;
- амортизационные отчисления.

Оплата труда персонала рассчитана исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

При расчете услуг сторонних организаций производственного и не производственного характера исходили из удельных затрат на тонну добываемой нефти и удельных затрат на одну скважину.

При оценке амортизационных отчислений использованы различные методы начисления амортизации: производственный и прямолинейный. При производственном методе амортизация рассчитывается в зависимости от извлекаемых запасов и годовой добычи углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Также используется прямолинейный метод начисления амортизации, который предусматривает расчет отчислений на реновацию, исходя из среднего срока службы основных фондов.

При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2027 г. по 2030г.- 5%, далее 2.5%.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.6.2.

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

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Стоимость суток проката полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг/год/компл	32813,5
Расходы по реализации	тыс.тг/год	93308
Расходы по реализации	тг/тн.экспорт	92,50
Проживание на вахте	тыс.тг/скв	12 423
Командировочные	тыс.тг/скв	85
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг/скв	1 047
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг/скв	3 381
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг/скв	27 626
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг/скв	16
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг/скв	32 758
Консультационные услуги	тыс.тг/скв	3 475
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг/год	189 967
Расходы на социальную сферу	тыс.тг/год	1 299
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг/скв	28 171
Расходы на охрану объектов	тыс.тг/скв	18 461
Страхование	тыс.тг/скв	3 145
Диагностика	тыс.тг/скв	70
Услуги связи	тыс.тг/скв	1 914
ГСМ и топливо	тг/т.н	127
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг/скв	5 692
Энергия	тг/т.н	87
Материалы и полуфабрикаты	тг/т.н	658
Спецодежда	тыс.тг/скв	2 965
Услуги по утилизации ПНГ	тг/тыс.м ³	50617
ФОТ ОПП на 1 работника ОПП в месяц	тг	756 483,69
Обучение персонала	%	1
ФОТ АУП на 1 работника АУП в месяц	тг	2 439 556,9
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	45 638,6
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения скважины	тыс.тг	2 026 282,7
Средняя стоимость наземного оборудования добывающей скважины	тыс.тг	174 939,6
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	15 432,7
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	52 509,60
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	10 986,14
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	10 986,14

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользование ТОО «Казахтуркмунай» платит в течение всего срока действия договора, следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.3);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.4)
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.6.5)
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.6.6).
- Социальный налог по ставке - 6%.
- Социальные отчисления – 5%.
- ОСМС – 3%.
- Налог на имущество по ставке 1,5%.

Таблица 3.5.3 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки для реализации на внешний рынок, %	Ставки для реализации на внутренний рынок, %
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 3.5.4 - Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, %
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 3.5.5 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	\$/тонну
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

Таблица 3.5.6- Ставки налога на сверхприбыль

№ уровня	Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка, %
1	меньшее или равное 25 процентам	25	-
2	от 25 процентов до 30 процентов включительно	5	10
3	от 30 процентов до 40 процентов включительно	10	20
4	от 40 процентов до 50 процентов включительно	10	30
5	от 50 процентов до 60 процентов включительно	10	40
6	от 60 процентов до 70 процентов включительно	10	50
7	свыше 70 процентов	в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 Налогового Кодекса	60

Ставка дисконтирования

Для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) введена ставка дисконтирования в размере 10,85%

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Расчеты основных технологических показателей по всем вариантам разработки месторождения проводились с использованием адаптированной к текущему состоянию изученности трехмерной гидродинамической модели, созданной в ПК «tNavigator». Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по месторождению в 3-х вариантах.

В качестве рекомендуемого к реализации предлагается 2-й вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти. Ниже дается характеристика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом.

Прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому 2 варианту разработки по месторождению в целом представлены в таблицах 4.1.1-4.1.3. Показатели разработки согласно первому и третьему вариантам представлены в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.4.

Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2051 г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 9473,9 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,340 д.ед.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому 2 варианту

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагн.						доб.	нагн.	всего	механизированных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2026	1	1	0	31	0	1	76,8	1	1	0	18	18	6	52,1	52,7	223,1
2027	2	2	0	33	0	0	79,8	0	0	0	20	20	6	46,7	48,1	253,7
2028	0	0	0	33	0	0	79,8	1	1	0	19	19	7	47,6	50,4	220,5
2029	1	1	0	34	0	0	82,8	0	0	0	20	20	7	42,0	45,4	201,4
2030	1	1	0	35	0	0	85,8	0	0	0	21	21	7	38,6	42,5	194,9
2031	1	1	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	33,1	37,1	174,1
2032	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	32,0	36,6	168,4
2033	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	31,2	36,6	165,8
2034	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	30,7	37,2	165,7
2035	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	30,4	38,0	167,1
2036	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	30,1	39,1	169,8
2037	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	29,6	40,0	171,4
2038	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	29,1	41,0	173,1
2039	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	28,7	41,9	174,4
2040	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	27,9	42,4	174,1
2041	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	27,0	42,6	172,9
2042	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	26,3	43,1	172,9
2043	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	25,6	43,4	172,6
2044	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	25,0	43,9	172,5
2045	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	24,3	44,2	171,9
2046	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	22	22	7	23,5	44,7	171,9
2047	0	0	0	36	0	0	88,8	0	1	0	21	21	7	23,6	46,8	170,0
2048	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	22,5	45,6	164,5
2049	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	21,4	45,2	161,6
2050	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	20,6	45,2	160,2
2051	0	0	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	7	19,9	45,4	159,3

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по рекоменруемому 2 варианту

Годы	Общая добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН в целом по месторождению, д.ед	Добыча жидкости, тыс.т		Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды, тыс.т	Обводненность продукции, %	Компенсация, %		Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Добыча газа, млн.м³		Газовый фактор, м³/т	Пластовое давление, МПа
		Нач	Тек				Годовая	Накопленная				Годовая	Нак	Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	308,2	3,3	5,7	4 299,4	45,8	0,154	311,8	4 329,4	3,6	30,0	1,2	94,2	42,6	439,7	2 765,5	49,8	431,5	161,7	12,0
2027	306,6	3,3	6,0	4 606,0	49,1	0,165	316,2	4 645,7	9,7	39,7	3,1	106,4	46,9	500,0	3 265,5	49,1	480,6	160,0	12,0
2028	297,1	3,2	6,2	4 903,1	52,3	0,176	314,8	4 960,5	17,7	57,4	5,6	109,7	50,8	507,1	3 772,6	45,5	526,0	153,1	12,0
2029	275,7	2,9	6,2	5 178,7	55,2	0,186	298,3	5 258,8	22,6	80,0	7,6	106,6	53,9	463,2	4 235,8	40,0	566,0	144,9	12,1
2030	266,6	2,8	6,3	5 445,3	58,0	0,196	293,3	5 552,0	26,7	106,7	9,1	105,7	56,5	448,2	4 684,0	38,0	604,0	142,4	12,1
2031	239,0	2,5	6,1	5 684,3	60,6	0,204	268,0	5 820,0	29,0	135,7	10,8	104,1	58,6	400,4	5 084,3	33,0	637,0	138,1	12,2
2032	231,0	2,5	6,2	5 915,3	63,0	0,212	264,3	6 084,3	33,3	169,0	12,6	102,9	60,5	387,2	5 471,6	31,1	668,0	134,4	12,2
2033	225,3	2,4	6,5	6 140,6	65,4	0,221	264,7	6 349,0	39,4	208,4	14,9	102,3	62,1	381,3	5 852,8	29,8	697,9	132,5	12,3
2034	221,7	2,4	6,8	6 362,3	67,8	0,229	268,8	6 617,8	47,1	255,5	17,5	101,9	63,6	381,1	6 233,9	29,1	727,0	131,4	12,4
2035	219,4	2,3	7,3	6 581,7	70,1	0,236	274,9	6 892,7	55,5	311,0	20,2	101,8	65,0	384,3	6 618,2	28,8	755,8	131,2	12,4
2036	217,6	2,3	7,8	6 799,3	72,5	0,244	282,9	7 175,6	65,3	376,3	23,1	101,9	66,4	390,4	7 008,6	28,7	784,4	131,8	12,5
2037	213,8	2,3	8,3	7 013,1	74,7	0,252	289,4	7 464,9	75,6	451,8	26,1	102,0	67,6	394,2	7 402,8	28,4	812,8	132,7	12,6
2038	210,5	2,2	8,9	7 223,6	77,0	0,259	296,6	7 761,5	86,0	537,9	29,0	102,0	68,8	398,1	7 800,9	28,0	840,8	132,9	12,6
2039	207,2	2,2	9,6	7 430,8	79,2	0,267	303,0	8 064,4	95,8	633,6	31,6	101,9	69,9	400,9	8 201,8	27,5	868,3	132,9	12,7
2040	201,9	2,2	10,3	7 632,7	81,3	0,274	306,6	8 371,0	104,7	738,3	34,1	101,8	71,0	400,3	8 602,1	26,9	895,2	133,0	12,7
2041	195,2	2,1	11,2	7 827,9	83,4	0,281	308,1	8 679,1	112,9	851,2	36,6	101,9	71,9	397,5	8 999,6	26,1	921,3	133,7	12,8
2042	190,1	2,0	12,2	8 018,1	85,5	0,288	311,2	8 990,3	121,0	972,2	38,9	102,1	72,8	397,5	9 397,1	25,6	946,9	134,7	12,8
2043	185,1	2,0	13,6	8 203,2	87,4	0,295	313,9	9 304,2	128,8	1101,0	41,0	102,2	73,7	396,9	9 794,0	25,1	972,0	135,5	12,8
2044	180,4	1,9	15,3	8 383,6	89,3	0,301	317,3	9 621,5	136,9	1237,9	43,1	102,1	74,5	396,7	10 190,7	24,5	996,5	135,8	12,9
2045	175,3	1,9	17,5	8 558,9	91,2	0,307	319,8	9 941,3	144,5	1382,4	45,2	102,1	75,3	395,2	10 585,9	23,9	1 020,4	136,2	12,9
2046	169,9	1,8	20,6	8 728,8	93,0	0,314	323,2	10 264,5	153,3	1535,7	47,4	102,3	76,0	395,4	10 981,3	23,4	1 043,7	137,5	12,9
2047	162,8	1,7	24,9	8 891,6	94,8	0,319	323,2	10 587,6	160,4	1696,0	49,6	102,4	76,7	390,9	11 372,2	22,5	1 066,2	138,3	13,0
2048	155,3	1,7	31,6	9 046,9	96,4	0,325	314,3	10 901,9	159,0	1855,0	50,6	102,4	77,3	378,3	11 750,5	21,6	1 087,8	138,8	13,0
2049	147,9	1,6	44,0	9 194,8	98,0	0,330	311,9	11 213,8	164,0	2019,0	52,6	102,5	77,9	371,7	12 122,1	20,7	1 108,5	139,8	13,0
2050	142,0	1,5	75,5	9 336,8	99,5	0,335	312,0	11 525,9	170,0	2189,0	54,5	102,7	78,4	368,3	12 490,4	20,0	1 128,5	141,0	13,0
2051	137,0	1,5	100	9 473,9	101,0	0,340	313,3	11 839,2	176,3	2365,3	56,3	102,7	79,0	366,2	12 856,6	19,4	1 147,9	141,9	13,0

Таблица 4.1.3 - Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта

Наименование	Объект P2k
Плотность сетки доб.+нагнет. скв., га/скв.	20,7
Проектный уровень добычи нефти, млн. т/год	0,308
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	3,3
Год выхода на проектный уровень	2026
Продолжительность проектного уровня, годы	2
Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год	0,339
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. нм ³ /год	49,8
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м ³ /год	0,507
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	29
в том числе: добывающих	22
нагнетательных	7
специальных	-
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	6
в том числе: добывающих	6
нагнетательных	-
специальных	-
Фонд резервных скважин, шт.	3
Фонд скважин-дублеров, шт.	-
Накопленная добыча за проектный период, млн. т:	
нефти	5,5
жидкости	7,8
Накопленная добыча с начала разработки, млн. т:	
нефти	9,5
жидкости	11,8
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,340
Средняя обводненность к концу разработки, %	56,3

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

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

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

В таблице 4.1.4 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам по недропользователям.

Таблица 4.1.4 - Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам ТОО «Казахтұрқмунай»

№№ п/п	Параметры	Объект Р2к
1	Плотность сетки скважин, га/скв	26,1 на начало разбуривания 20,7 на конец разбуривания
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	3:1
3	Коэффициент компенсации отборов, %	+/-10% от годовых показателей компенсации, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$R_{пл} > 0,8 \cdot R_{нас}$; $R_{заб} \geq 0,6 \cdot R_{нас}$.
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = R_{пл} - R_{заб}$, где минимальное $R_{заб} \geq 0,6 R_{нас}$.
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	343,2
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	+/-10% от годовых показателей закачки рабочего агента, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

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);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;

- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

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

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

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

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

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

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Экономические показатели по альтернативному варианту приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.10.

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

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	12 472 754	2 078 792	4 157 585	-	2 078 792	2 078 792	2 078 792	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	682 625	157 529	157 529	52 510	105 019	105 019	105 019	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	21 972	10 986	-	10 986	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	10 986	10 986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	13 188 337	2 258 293	4 315 113	63 496	2 183 812	2 183 812	2 183 812	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	13 297 528	2 258 293	4 315 113	63 496	2 183 812	2 183 812	2 293 002	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство скважины	тыс.тг	801 883	174 939	262 912	-	121 344	121 344	121 344	-	-	-	-
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	94 681	15 780	31 560	-	15 780	15 780	15 780	-	-	-	-
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	87 895	14 649	29 298	-	14 649	14 649	14 649	-	-	-	-
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	15 000	6 000	0	3 000	3 000	3 000	0	0	0	0	0
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	113 868	113 868	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция общей системы пожаротушения, (оповещения) и сигнализации на производственных объектах ЦДНГ-2 +АН	тыс.тг	377 475	377 475	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Совершенствование технологии ГРП	тыс.тг	24 698	4 768	4 839	4 926	5 026	5 139	-	-	-	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами	тыс.тг	91 862	11 862	20 000	20 000	20 000	20 000	-	-	-	-	-
НИР	тыс.тг	437 444	127 444	20 000	20 000	45 000	-	45 000		45 000	-	45 000
Нагнетательные линии	тыс.тг	40 000	20 000	-	20 000	-	-	-	-	-	-	-
Приобретение ОС и НМА	тыс.тг	1 303 293	614 823	83 608	90 004	90 503	92 846	74 277	59 422	47 537	38 030	30 424
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	3 388 098	1 481 607	452 217	157 930	315 302	272 759	271 050	59 422	92 537	38 030	75 424
Итого с инфляцией	тыс.тг	3 506 699	1 481 607	452 217	157 930	315 302	272 759	284 603	65 512	107 124	46 226	93 970
ВСЕГО	тыс.тг	16 576 435	3 739 901	4 767 331	221 425	2 499 114	2 456 570	2 454 862	59 422	92 537	38 030	75 424
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	16 804 227	3 739 901	4 767 331	221 425	2 499 114	2 456 570	2 577 605	65 512,49	107 124	46 226	93 970

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	14	15	16	17	18	19
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)							
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО							
Обустройство промысла							
Обустройство скважины	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Реконструкция общей системы пожаротушения, (оповещения) и сигнализации на производственных объектах ЦДНГ+АН	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях ТОО КТМ	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
НИР	тыс.тг	-	45 000	-	45 000	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Приобретение ОС и НМА	тыс.тг	24 339	19 471	15 577	12 462	9 969	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	24 339	64 471	15 577	57 462	9 969	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	31 082	84 391	20 900	79 023	14 053	-

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	14	15	16	17	18	19
ВСЕГО	тыс.тг	24 339	64 471	15 577	57 462	9 969	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	31 082	84 391	20 900	79 023	14 053	-

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

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НДС (с выручки)	тыс.тг	79 154 358	2 294 263	3 052 935	3 368 718	3 251 524	3 262 592	2 998 465	2 971 106	2 969 719	2 996 484	3 039 183	3 089 229	3 111 264
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	11 835 134	236 777	293 820	301 854	333 628	367 825	394 974	404 848	414 969	425 344	435 977	446 877	458 049
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	8 763 625	171 729	215 720	222 846	246 304	271 550	291 593	298 883	306 355	314 014	321 864	329 910	338 158
Налог на имущество	тыс.тг	2 485 853	190 361	216 040	215 437	200 465	201 988	203 783	190 065	162 656	139 235	119 244	102 154	87 567
Прочие налоги	тыс.тг	1 540 373	39 103	41 058	43 111	45 266	47 529	48 718	49 936	51 184	52 464	53 775	55 120	56 498
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 846 808	2 738 478	1 108 330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 557 208	3 457 674	1 099 534	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	15 350 398	2 051 730	1 172 113	735 792	710 156	712 577	467 694	463 399	463 161	467 322	473 971	481 769	485 188
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	48 255	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 632	1 673	1 715	1 758	1 802	1 847	1 893
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	13 221 372	2 355 713	1 568 793	1 142 360	933 513	778 152	402 219	394 934	419 730	450 149	485 731	521 942	519 973
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	593 993	395 552	153 624	44 818	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	-16 911 340	9 344 446	2 817 689	-660 907	-780 599	-881 379	-1 187 853	-1 167 368	-1 149 948	-1 146 199	-1 146 818	-1 149 611	-1 163 938
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	43 074 215	2 230 248	2 116 761	1 338 719	1 751 487	1 829 869	1 858 232	1 398 810	1 415 666	1 430 214	1 467 355	1 487 010	1 523 694
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-37 107 588	-64 015	-936 174	-2 029 999	-1 500 037	-1 432 723	-1 187 853	-1 524 676	-1 554 053	-1 566 270	-1 571 828	-1 602 220	-1 587 570
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	63 270 464	11 638 709	5 870 624	2 707 811	2 470 925	2 381 214	1 858 232	1 756 118	1 819 770	1 850 284	1 892 364	1 939 618	1 947 326

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
НДС (с выручки)	тыс.тг	3 140 659	3 168 357	3 164 507	3 136 999	3 131 611	3 125 003	3 122 669	3 109 062	3 090 102	3 035 526	2 967 333	2 894 097	2 848 313	2 814 638
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	469 500	481 237	493 268	505 600	518 240	531 196	544 476	558 088	572 040	559 689	544 059	527 298	509 359	506 143
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	346 612	355 277	364 159	373 263	382 595	392 160	401 964	412 013	422 313	413 195	423 525	392 769	385 637	369 216
Налог на имущество	тыс.тг	75 103	64 475	55 397	47 177	40 100	34 085	28 973	24 627	20 933	17 793	15 124	12 855	10 927	9 288
Прочие налоги	тыс.тг	57 910	59 358	60 842	62 363	63 922	65 520	67 158	68 837	70 558	72 322	74 130	75 983	77 883	79 830
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	489 758	494 061	493 435	489 111	488 243	487 184	486 792	484 638	481 646	473 089	462 404	451 468	444 296	439 401
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 941	1 989	2 039	2 090	2 142	2 196	2 250	2 307	2 364	2 423	2 484	1 469	1 505	772
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	520 729	512 237	467 725	394 627	339 781	279 499	263 197	190 606	107 586	108 072	38 670	25 434	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	-1 179 106	-1 199 723	-1 227 642	-1 262 768	-1 296 587	-1 333 164	-1 327 859	-1 367 948	-1 412 661	-1 388 943	-1 406 938	-1 406 821	-1 418 706	-1 409 989
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	1 541 661	1 581 224	1 595 239	1 615 202	1 641 585	1 668 476	1 661 969	1 687 395	1 714 023	1 691 269	1 689 322	1 689 871	1 711 789	1 737 125
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-1 598 998	-1 587 134	-1 569 267	-1 521 797	-1 490 025	-1 456 527	-1 460 699	-1 421 667	-1 412 661	-1 388 943	-1 406 938	-1 406 821	-1 418 706	-1 409 989
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	1 961 553	1 968 635	1 936 865	1 874 231	1 835 024	1 791 839	1 794 809	1 741 114	1 714 023	1 691 269	1 689 322	1 689 871	1 711 789	1 737 125

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

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нефть	тыс.тонн	5 462	306,99	305,43	295,96	274,62	265,58	238,08	230,14	224,41	220,91	218,58	216,76	212,98
Товарный газ	млн. м³	85	3,467	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	137	106,72	30,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на внутренний рынок	тыс. тонн	5 325	200,27	274,88	295,96	274,62	265,58	238,08	230,14	224,41	220,91	218,58	216,76	212,98
Товарного газа														
на внутренний рынок	млн.м³	85	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
Цена реализации продукции														
Нефти														

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
на экспорт	тг/тонн	207 619	207 619,20	236 390,40	119 923,20	119 923,20	119 923,20	122 921,28	125 994,31	129 144,17	132 372,77	135 682,09	139 074,15	142 551,00
на внутренний рынок	тг/тонн	71 439	71 439,38	69 298,44	71 031,60	73 883,90	76 660,94	78 577,47	80 541,90	82 555,45	84 619,34	86 734,82	88 903,19	91 125,77
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг/тыс.м³	9 188	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 417,29	9 652,72	9 894,04	10 141,39	10 394,93	10 654,80	10 921,17
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тг тыс	29 376 755	22 156 778	7 219 977	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг тыс	493 749 644	14 307 288	19 048 989	21 022 635	20 290 172	20 359 348	18 707 757	18 535 948	18 526 440	18 692 862	18 958 852	19 270 743	19 407 537
Товарного газа														
на внутренний рынок	тг тыс	965 092	31 853,41	31 853,41	31 853,41	31 853,41	31 853,41	32 649,74	33 465,99	34 302,64	35 160,20	36 039,21	36 940,19	37 864
Итоговый производственный доход	тг тыс	524 091 491	36 495 919	26 300 819	21 054 489	20 322 025	20 391 201	18 740 407	18 569 414	18 560 743	18 728 022	18 994 892	19 307 683	19 445 401

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Нефть	тыс.тонн	209,74	206,42	201,13	194,51	189,42	184,40	179,76	174,60	169,29	162,23	154,70	147,35	141,48	136,50
Товарный газ	млн. м³	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	2,00	2,00	1,00
Продажа продукции по направлениям															
Нефти															
на экспорт	тыс. тонн	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
на внутренний рынок	тыс. тонн	209,74	206,42	201,13	194,51	189,42	184,40	179,76	174,60	169,29	162,23	154,70	147,35	141,48	136,50
Товарного газа															
на внутренний рынок	млн.м³	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	2,00	2,00	1,00
Цена реализации продукции															
Нефти															
на экспорт	тг/тонн	146 114,77	149 767,64	153 511,83	157 349,63	161 283,37	165 315,46	169 448,34	173 684,55	178 026,66	182 477,33	187 039,26	191 715,25	196 508,13	201 420,83
на внутренний рынок	тг/тонн	93 403,91	95 739,01	98 132,49	100 585,80	103 100,45	105 677,96	108 319,91	111 027,90	113 803,60	116 648,69	119 564,91	122 554,03	125 617,88	128 758,33
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг/тыс.м³	11 194,20	11 474,05	11 760,90	12 054,93	12 356,30	12 665,21	12 981,84	13 306,38	13 639,04	13 980,02	14 329,52	14 687,76	15 054,95	15 431,33
Производственная прибыль от реализации															
Нефти															
на экспорт	тг тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг тыс	19 590 306	19 762 453	19 737 392	19 564 449	19 529 727	19 487 358	19 471 672	19 385 504	19 265 851	18 923 572	18 496 153	18 058 733	17 771 846	17 576 056
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг тыс	38 810	39 781	40 775	41 794	42 839	43 910	45 008	46 133	47 287	48 469	49 680	29 376	30 110	15 431
Итоговый производственный доход	тг тыс	19 629 116	19 802 233	19 778 167	19 606 243	19 572 566	19 531 269	19 516 680	19 431 637	19 313 138	18 972 040	18 545 833	18 088 109	17 801 956	17 591 488

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

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	943 250	24 670	26 276	27 464	27 323	28 206	26 417	26 713	27 416	28 541	29 915
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	7 128 314	186 436	198 571	207 550	206 485	213 160	199 639	201 873	207 186	215 687	226 071
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	4 536 997	96 762	112 889	112 607	124 460	137 217	147 345	151 029	154 804	158 675	162 641
Спецодежда	тыс.тг	2 363 670	50 411	58 813	58 665	64 841	71 487	76 763	78 682	80 650	82 666	84 732
ГСМ и топливо	тыс.тг	918 124	35 603	37 192	37 842	36 869	37 437	34 400	34 084	34 067	34 373	34 862
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	68 940 660	1 506 916	1 758 068	1 753 673	1 938 270	2 136 943	2 294 669	2 352 036	2 410 837	2 471 108	2 532 886
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	2 117 993	50 674	86 551	96 350	53 765	79 957	85 370	90 579	69 083	70 624	72 241
Геофизические работы	тыс.тг	19 686	3 281	6 562	0	3 281	3 281	3 281	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	18 059 472	471 436	623 457	623 457	656 270	689 084	721 897	721 897	721 897	721 897	721 897
Командировочные	тыс.тг	67 448	1 438	1 678	1 674	1 850	2 040	2 190	2 245	2 301	2 359	2 418
Проживание на вахте	тыс.тг	9 902 406	211 192	246 390	245 774	271 645	299 489	321 594	329 634	337 875	346 322	354 980
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	834 594	17 800	20 766	20 714	22 895	25 242	27 105	27 782	28 477	29 189	29 918
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	22 020 764	469 644	547 918	546 548	604 079	665 997	715 154	733 033	751 359	770 143	789 396
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	12 543	268	312	311	344	379	407	418	428	439	450
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	24 548 839	556 889	649 704	648 080	716 299	789 719	848 008	869 208	890 938	913 212	936 042

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	1 880 103	1 880 103	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	2 769 648	59 069	68 914	68 742	75 978	83 765	89 948	92 197	94 502	96 864	99 286
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	4 859 695	165 031	204 166	204 786	159 468	185 936	191 720	197 218	173 694	174 991	176 047
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	531 807	13 500	14 175	14 884	15 628	16 409	16 820	17 240	17 671	18 113	18 566
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	21 268 651	478 903	558 720	557 324	615 989	679 128	729 254	747 486	766 173	785 327	804 960
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	14 715 023	313 832	366 137	365 222	403 666	445 042	477 890	489 838	502 084	514 636	527 502
Страхование	тыс.тг	2 507 120	53 470	62 382	62 226	68 776	75 825	81 422	83 458	85 544	87 683	89 875
Диагностика	тыс.тг	55 797	1 190	1 388	1 385	1 531	1 688	1 812	1 857	1 904	1 951	2 000
Услуги связи	тыс.тг	1 525 682	32 539	37 962	37 867	41 853	46 143	49 549	50 787	52 057	53 358	54 692
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	2 694 918	57 475	67 055	66 887	73 928	81 505	87 521	89 709	91 952	94 251	96 607
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	215 272 659	6 738 530	5 756 045	5 760 031	6 185 493	6 795 080	7 230 177	7 389 003	7 502 898	7 672 407	7 847 985
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	11 835 134	236 777	293 820	301 854	333 628	367 825	394 974	404 848	414 969	425 344	435 977
Налог на имущество	тыс.тг	2 485 853	190 361	216 040	215 437	200 465	201 988	203 783	190 065	162 656	139 235	119 244
Земельный налог	тыс.тг	10 075	256	269	282	296	311	319	327	335	343	352
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 540 373	39 103	41 058	43 111	45 266	47 529	48 718	49 936	51 184	52 464	53 775
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	15 350 398	2 051 730	1 172 113	735 792	710 156	712 577	467 694	463 399	463 161	467 322	473 971
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	48 255	1 593	1 593	1 593	1 593	1 632	1 632	1 673	1 715	1 758	1 802
Расходы на НИОКР	тыс.тг	2 117 993	50 674	86 551	96 350	53 765	79 957	85 370	90 579	69 083	70 624	72 241
Итого производственных затрат	тыс.тг	248 660 739	9 309 021	7 567 488	7 154 449	7 530 662	8 206 860	8 432 667	8 589 830	8 666 002	8 829 496	9 005 348
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	68 357 291	4 415 300	3 224 082	3 061 914	2 746 605	2 656 135	2 451 691	2 429 175	2 427 929	2 449 739	2 484 598
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 846 808	2 738 478	1 108 330	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 557 208	3 457 674	1 099 534	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	3 688 386	103 179	100 799	102 872	108 016	113 416	116 252	119 158	122 137	125 190	128 320
Итого расходы по реализации	тыс.тг	80 449 693	10 714 631	5 532 743	3 164 786	2 854 621	2 769 551	2 567 943	2 548 333	2 550 066	2 574 930	2 612 918
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	99 805 504	2 264 946	2 567 290	2 611 306	2 838 910	3 082 745	3 264 251	3 345 857	3 429 503	3 515 241	3 603 122
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	60 478 488	1 317 361	1 536 921	1 533 079	1 694 455	1 868 137	2 006 023	2 056 174	2 107 578	2 160 268	2 214 274
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	8 763 625	171 729	215 720	222 846	246 304	271 550	291 593	298 883	306 355	314 014	321 864
Другие административные расходы	тыс.тг	30 563 391	775 856	814 649	855 382	898 151	943 058	966 635	990 801	1 015 571	1 040 960	1 066 984
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	1 202 156	67 567	67 223	65 140	60 443	58 452	52 401	50 653	49 392	48 620	48 109
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	1 202 156	67 567	67 223	65 140	60 443	58 452	52 401	50 653	49 392	48 620	48 109
Итого не производственные затраты	тыс.тг	181 457 352	13 047 145	8 167 256	5 841 232	5 753 974	5 910 748	5 884 594	5 944 843	6 028 962	6 138 791	6 264 149
Итого затраты	тыс.тг	430 118 092	22 356 166	15 734 745	12 995 681	13 284 636	14 117 608	14 317 261	14 534 673	14 694 963	14 968 287	15 269 497
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	524 091 491	36 495 919	26 300 819	21 054 489	20 322 025	20 391 201	18 740 407	18 569 414	18 560 743	18 728 022	18 994 892
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	430 118 092	22 356 166	15 734 745	12 995 681	13 284 636	14 117 608	14 317 261	14 534 673	14 694 963	14 968 287	15 269 497
Операционный доход	тыс.тг	93 973 399	14 139 753	10 566 074	8 058 807	7 037 389	6 273 593	4 423 146	4 034 742	3 865 779	3 759 736	3 725 395
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	20 701 825	610 787	813 860	798 803	857 811	950 828	968 456	939 052	920 361	907 998	902 687
Балансовая прибыль	тыс.тг	60 895 024	11 778 565	7 843 965	5 711 801	4 667 566	3 890 758	2 011 096	1 974 672	2 098 652	2 250 743	2 428 656
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	28 236 586	2 361 188	2 722 109	2 347 007	2 369 823	2 382 835	2 412 050	2 060 070	1 767 128	1 508 992	1 296 739
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	53 360 264	10 028 165	5 935 716	4 163 598	3 155 555	2 458 751	567 502	853 654	1 251 884	1 649 749	2 034 604
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	53 730 312	10 028 165	5 935 716	4 163 598	3 155 555	2 458 751	567 502	853 654	1 251 884	1 649 749	2 034 604
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	13 221 372	2 355 713	1 568 793	1 142 360	933 513	778 152	402 219	394 934	419 730	450 149	485 731
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	47 673 652	9 422 852	6 275 172	4 569 441	3 734 053	3 112 607	1 608 877	1 579 737	1 678 921	1 800 595	1 942 924
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	593 993	395 552	153 624	44 818	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	47 079 659	9 027 301	6 121 548	4 524 623	3 734 053	3 112 607	1 608 877	1 579 737	1 678 921	1 800 595	1 942 924

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	31 553	33 082	34 756	36 393	37 745	38 883	40 251	41 623	43 125	44 544
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	238 450	250 010	262 655	275 031	285 247	293 847	304 185	314 555	325 901	336 627
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	166 707	170 875	175 147	179 526	184 014	188 614	193 330	198 163	203 117	208 195
Спецодежда	тыс.тг	86 851	89 022	91 248	93 529	95 867	98 264	100 720	103 238	105 819	108 465
ГСМ и топливо	тыс.тг	35 436	35 687	36 023	36 340	36 294	35 976	35 912	35 834	35 805	35 647
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	2 596 208	2 661 113	2 727 641	2 795 832	2 865 728	2 937 371	3 010 805	3 086 075	3 163 227	3 242 308
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	73 920	75 660	77 429	79 251	81 111	82 987	84 885	86 851	88 864	88 761
Геофизические работы	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	721 897	721 897	721 897	721 897	721 897	721 897	721 897	721 897	721 897	721 897
Командировочные	тыс.тг	2 478	2 540	2 604	2 669	2 736	2 804	2 874	2 946	3 020	3 095

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Проживание на вахте	тыс.тг	363 854	372 951	382 274	391 831	401 627	411 668	421 959	432 508	443 321	454 404
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	30 666	31 433	32 219	33 024	33 850	34 696	35 564	36 453	37 364	38 298
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	809 131	829 360	850 094	871 346	893 130	915 458	938 344	961 803	985 848	1 010 494
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	461	472	484	496	509	521	534	548	562	576
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	959 443	983 429	1 008 015	1 033 215	1 059 046	1 085 522	1 112 660	1 140 476	1 052 090	1 078 392
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	101 768	104 312	106 920	109 593	112 333	115 141	118 020	120 970	123 994	127 094
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	178 250	179 422	181 775	183 026	185 522	186 815	188 629	190 656	192 734	192 697
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	19 030	19 506	19 993	20 493	21 005	21 530	22 069	22 620	23 186	23 766
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	825 084	845 711	866 854	888 526	910 739	933 507	956 845	980 766	904 757	927 376
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	540 689	554 206	568 061	582 263	596 820	611 740	627 034	642 709	658 777	675 247
Страхование	тыс.тг	92 122	94 425	96 785	99 205	101 685	104 227	106 833	109 504	112 241	115 047
Диагностика	тыс.тг	2 050	2 101	2 154	2 208	2 263	2 320	2 378	2 437	2 498	2 560
Услуги связи	тыс.тг	56 060	57 461	58 898	60 370	61 879	63 426	65 012	66 637	68 303	70 011
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	99 022	101 498	104 035	106 636	109 302	112 034	114 835	117 706	120 649	123 665
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	8 031 131	8 216 176	8 407 961	8 602 700	8 800 347	8 999 249	9 205 574	9 416 978	9 417 097	9 629 165
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	446 877	458 049	469 500	481 237	493 268	505 600	518 240	531 196	544 476	558 088
Налог на имущество	тыс.тг	102 154	87 567	75 103	64 475	55 397	47 177	40 100	34 085	28 973	24 627
Земельный налог	тыс.тг	361	370	379	388	398	408	418	429	439	450
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	55 120	56 498	57 910	59 358	60 842	62 363	63 922	65 520	67 158	68 837
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	481 769	485 188	489 758	494 061	493 435	489 111	488 243	487 184	486 792	484 638
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 847	1 893	1 941	1 989	2 039	2 090	2 142	2 196	2 250	2 307
Расходы на НИОКР	тыс.тг	73 920	75 660	77 429	79 251	81 111	82 987	84 885	86 851	88 864	88 761
Итого производственных затрат	тыс.тг	9 193 177	9 381 401	9 579 979	9 783 459	9 986 837	10 188 985	10 403 525	10 624 438	10 636 049	10 856 872
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 525 472	2 543 399	2 567 351	2 589 911	2 586 627	2 563 962	2 559 412	2 553 859	2 551 804	2 540 511
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	131 528	134 816	138 187	141 642	145 183	148 812	152 532	156 346	160 254	164 261
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 657 000	2 678 215	2 705 538	2 731 553	2 731 809	2 712 774	2 711 944	2 710 205	2 712 058	2 704 772
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	3 693 200	3 785 530	3 880 168	3 977 172	4 076 602	4 178 517	4 282 980	4 390 054	4 499 806	4 612 301
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	2 269 631	2 326 372	2 384 531	2 444 144	2 505 248	2 567 879	2 632 076	2 697 878	2 765 325	2 834 458
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	329 910	338 158	346 612	355 277	364 159	373 263	382 595	392 160	401 964	412 013
Другие административные расходы	тыс.тг	1 093 658	1 121 000	1 149 025	1 177 750	1 207 194	1 237 374	1 268 308	1 300 016	1 332 517	1 365 829
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	47 708	46 875	46 162	45 432	44 268	42 810	41 692	40 586	39 565	38 429
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	47 708	46 875	46 162	45 432	44 268	42 810	41 692	40 586	39 565	38 429
Итого не производственные затраты	тыс.тг	6 397 908	6 510 620	6 631 868	6 754 157	6 852 679	6 934 101	7 036 616	7 140 846	7 251 428	7 355 501
Итого затраты	тыс.тг	15 591 085	15 892 021	16 211 848	16 537 616	16 839 516	17 123 086	17 440 141	17 765 284	17 887 477	18 212 373
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	19 307 683	19 445 401	19 629 116	19 802 233	19 778 167	19 606 243	19 572 566	19 531 269	19 516 680	19 431 637
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	15 591 085	15 892 021	16 211 848	16 537 616	16 839 516	17 123 086	17 440 141	17 765 284	17 887 477	18 212 373
Операционный доход	тыс.тг	3 716 598	3 553 380	3 417 268	3 264 617	2 938 651	2 483 158	2 132 425	1 765 985	1 629 203	1 219 264
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	896 605	884 975	872 548	862 746	841 362	813 649	792 395	771 391	751 971	730 384
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 609 708	2 599 865	2 603 645	2 561 184	2 338 625	1 669 509	1 340 031	994 593	877 232	488 880
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	1 106 891	953 516	813 623	703 433	600 026	510 022	433 519	368 491	313 217	266 235
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 399 422	2 531 323	2 662 570	2 720 496	2 579 961	1 973 135	1 698 907	1 397 494	1 315 985	953 029
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 399 422	2 531 323	2 662 570	2 720 496	2 579 961	1 973 135	1 698 907	1 397 494	1 315 985	953 029
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	521 942	519 973	520 729	512 237	467 725	394 627	339 781	279 499	263 197	190 606
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	2 087 766	2 079 892	2 082 916	2 048 947	1 870 900	1 274 882	1 000 249	715 095	614 035	298 275
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	2 087 766	2 079 892	2 082 916	2 048 947	1 870 900	1 274 882	1 000 249	715 095	614 035	298 275

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	24	25	26	27	28	29
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	46 149	47 301	47 144	47 966	49 179	50 615
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	348 755	357 463	356 276	362 487	371 656	382 510
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НППФ)	тыс.тг	213 400	208 792	214 012	219 362	224 846	230 468
Спецодежда	тыс.тг	111 176	108 776	111 495	114 283	117 140	120 068
ГСМ и топливо	тыс.тг	35 427	34 797	34 011	33 207	32 679	32 319
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	3 323 366	3 251 611	3 160 807	3 063 430	2 959 208	2 940 525

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	24	25	26	27	28	29
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	90 818	92 939	90 839	89 963	89 143	89 379
Геофизические работы	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	721 897	689 084	689 084	689 084	689 084	689 084
Командировочные	тыс.тг	3 172	3 104	3 182	3 261	3 343	3 426
Проживание на вахте	тыс.тг	465 764	455 708	467 101	478 778	490 748	503 016
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	39 256	38 408	39 368	40 352	41 361	42 395
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	1 035 757	1 013 394	1 038 728	1 064 697	1 091 314	1 118 597
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	590	577	592	606	622	637
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	1 105 352	1 021 403	985 354	1 009 988	1 035 237	1 061 118
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	130 272	127 459	130 645	133 912	137 259	140 691
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	194 758	196 946	194 917	193 985	193 144	193 362
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	24 360	24 969	25 593	26 233	26 889	27 561
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	950 560	930 037	953 287	868 551	890 265	912 521
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	692 128	677 184	694 114	711 466	729 253	747 484
Страхование	тыс.тг	117 924	115 377	118 262	121 218	124 249	127 355
Диагностика	тыс.тг	2 624	2 568	2 632	2 698	2 765	2 834
Услуги связи	тыс.тг	71 761	70 212	71 967	73 766	75 610	77 501
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	126 757	124 020	127 120	130 298	133 556	136 895
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	9 852 020	9 641 581	9 556 529	9 479 590	9 508 550	9 630 362
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	572 040	559 689	544 059	527 298	509 359	506 143
Налог на имущество	тыс.тг	20 933	17 793	15 124	12 855	10 927	9 288
Земельный налог	тыс.тг	462	473	485	497	509	522
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	70 558	72 322	74 130	75 983	77 883	79 830
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	481 646	473 089	462 404	451 468	444 296	439 401
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	2 364	2 423	2 484	1 469	1 505	772
Расходы на НИОКР	тыс.тг	90 818	92 939	90 839	89 963	89 143	89 379
Итого производственных затрат	тыс.тг	11 090 840	10 860 309	10 746 054	10 639 123	10 642 172	10 755 696
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 524 830	2 479 974	2 423 960	2 366 635	2 329 038	2 303 379
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	168 367	172 576	176 891	181 313	185 846	190 492
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 693 198	2 652 550	2 600 851	2 547 948	2 514 884	2 493 871
Общие и административные расходы							
Административные расходы	тыс.тг	4 727 608	4 690 761	4 808 030	4 602 458	4 583 953	4 493 193
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	2 905 320	2 842 591	2 913 656	2 702 069	2 653 005	2 540 034
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	422 313	413 195	423 525	392 769	385 637	369 216
Другие административные расходы	тыс.тг	1 399 975	1 434 975	1 470 849	1 507 620	1 545 311	1 583 943
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	37 260	35 706	34 048	32 432	31 138	30 044
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	37 260	35 706	34 048	32 432	31 138	30 044
Итого не производственные затраты	тыс.тг	7 458 066	7 379 017	7 442 929	7 182 838	7 129 975	7 017 109
Итого затраты	тыс.тг	18 548 907	18 239 326	18 188 982	17 821 961	17 772 147	17 772 805
Доходы (убытки)							
Производственный доход	тыс.тг	19 313 138	18 972 040	18 545 833	18 088 109	17 801 956	17 591 488
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	18 548 907	18 239 326	18 188 982	17 821 961	17 772 147	17 772 805
Операционный доход	тыс.тг	764 231	732 714	356 851	266 147	29 808	-181 317
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	708 171	678 624	647 118	616 404	591 817	571 021
Балансовая прибыль	тыс.тг	56 060	54 090	-290 267	-350 257	-562 008	-752 338
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	226 300	192 355	163 501	138 976	118 130	100 410
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	537 932	540 360	193 350	127 171	-88 321	-281 727
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	537 932	540 360	193 350	127 171	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	107 586	108 072	38 670	25 434	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	-51 526	-53 982	-328 937	-375 691	-562 008	-752 338
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	-51 526	-53 982	-328 937	-375 691	-562 008	-752 338

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

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	524 091 491	36 495 919	26 300 819	21 054 489	20 322 025	20 391 201	18 740 407	18 569 414	18 560 743	18 728 022	18 994 892	19 307 683	19 445 401
Итого приток средств	тыс.тг	524 091 491	36 495 919	26 300 819	21 054 489	20 322 025	20 391 201	18 740 407	18 569 414	18 560 743	18 728 022	18 994 892	19 307 683	19 445 401
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	430 118 092	22 356 166	15 734 745	12 995 681	13 284 636	14 117 608	14 317 261	14 534 673	14 694 963	14 968 287	15 269 497	15 591 085	15 892 021
прямые затраты	тыс.тг	215 272 659	6 738 530	5 756 045	5 760 031	6 185 493	6 795 080	7 230 177	7 389 003	7 502 898	7 672 407	7 847 985	8 031 131	8 216 176
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	33 388 080	2 570 491	1 811 443	1 394 419	1 345 170	1 411 780	1 202 489	1 200 827	1 163 103	1 157 089	1 157 362	1 162 046	1 165 225
расходы периода	тыс.тг	181 457 352	13 047 145	8 167 256	5 841 232	5 753 974	5 910 748	5 884 594	5 944 843	6 028 962	6 138 791	6 264 149	6 397 908	6 510 620
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	16 804 227	3 739 901	4 767 331	221 425	2 499 114	2 456 570	2 577 605	65 512	107 124	46 226	93 970	31 082	84 391
Бурение	тыс.тг	13 297 528	2 258 293	4 315 113	63 496	2 183 812	2 183 812	2 293 002	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	3 506 699	1 481 607	452 217	157 930	315 302	272 759	284 603	65 512	107 124	46 226	93 970	31 082	84 391
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	13 221 372	2 355 713	1 568 793	1 142 360	933 513	778 152	402 219	394 934	419 730	450 149	485 731	521 942	519 973
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	593 993	395 552	153 624	44 818	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	459 710 238	28 847 332	22 224 492	14 404 285	16 717 263	17 352 330	17 249 465	15 042 740	15 221 817	15 464 661	15 849 198	16 144 109	16 496 385
Поток денежной наличности	тыс.тг	64 381 252	7 648 587,51	4 076 326,54	6 650 203,95	3 604 761,97	3 038 870,98	1 490 941,91	3 526 674,69	3 338 925,44	3 263 361,54	3 145 693,40	3 163 574,63	2 949 016,42
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	34 383 113	7 648 588	3 677 336	5 412 072	2 646 485	2 012 656	890 804	1 900 865	1 623 517	1 431 461	1 244 787	1 129 331	949 696
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	29 447 535	7 648 588	3 544 632	5 028 510	2 370 190	1 737 484	741 262	1 524 679	1 255 226	1 066 799	894 202	781 987	633 871
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	25 403 547	7 648 588	3 396 939	4 618 197	2 086 089	1 465 505	599 176	1 181 076	931 833	758 954	609 656	510 935	396 902
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	64 381 252	7 648 588	11 724 914	18 375 118	21 979 880	25 018 751	26 509 693	30 036 368	33 375 293	36 638 655	39 784 348	42 947 923	45 896 939
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	34 383 113	7 648 588	11 325 923	16 737 995	19 384 481	21 397 136	22 287 940	24 188 805	25 812 322	27 243 783	28 488 571	29 617 901	30 567 597
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	29 447 535	7 648 588	11 193 219	16 221 729	18 591 918	20 329 403	21 070 664	22 595 343	23 850 569	24 917 368	25 811 570	26 593 557	27 227 428
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	25 403 547	7 648 588	11 045 526	15 663 723	17 749 813	19 215 317	19 814 494	20 995 570	21 927 403	22 686 356	23 296 013	23 806 948	24 203 850

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	19 629 116	19 802 233	19 778 167	19 606 243	19 572 566	19 531 269	19 516 680	19 431 637	19 313 138	18 972 040	18 545 833	18 088 109	17 801 956	17 591 488
Итого приток средств	тыс.тг	19 629 116	19 802 233	19 778 167	19 606 243	19 572 566	19 531 269	19 516 680	19 431 637	19 313 138	18 972 040	18 545 833	18 088 109	17 801 956	17 591 488
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	16 211 848	16 537 616	16 839 516	17 123 086	17 440 141	17 765 284	17 887 477	18 212 373	18 548 907	18 239 326	18 188 982	17 821 961	17 772 147	17 772 805
прямые затраты	тыс.тг	8 407 961	8 602 700	8 800 347	8 999 249	9 205 574	9 416 978	9 417 097	9 629 165	9 852 020	9 641 581	9 556 529	9 479 590	9 508 550	9 630 362
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	1 172 019	1 180 759	1 186 490	1 189 736	1 197 951	1 207 461	1 218 952	1 227 707	1 238 820	1 218 728	1 189 524	1 159 533	1 133 622	1 125 334
расходы периода	тыс.тг	6 631 868	6 754 157	6 852 679	6 934 101	7 036 616	7 140 846	7 251 428	7 355 501	7 458 066	7 379 017	7 442 929	7 182 838	7 129 975	7 017 109
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	20 900	79 023	14 053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	20 900	79 023	14 053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	520 729	512 237	467 725	394 627	339 781	279 499	263 197	190 606	107 586	108 072	38 670	25 434	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	16 753 476	17 128 876	17 321 294	17 517 713	17 779 922	18 044 783	18 150 674	18 402 979	18 619 910	18 302 712	18 098 726	17 644 802	17 489 966	17 440 329
Поток денежной наличности	тыс.тг	2 875 639,80	2 673 357,07	2 456 872,91	2 088 530,49	1 792 644,16	1 486 485,88	1 366 005,60	1 028 658,15	693 227,65	669 328,42	447 107,31	443 307,14	311 989,99	151 158,85
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг														
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	835 422	700 637	580 875	445 457	344 924	258 020	213 900	145 309	88 341	76 947	46 369	41 475	26 332	11 509
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	537 478	434 495	347 227	256 669	191 571	138 133	110 380	72 279	42 356	35 562	20 657	17 810	10 899	4 592
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	322 522	249 862	191 357	135 557	96 960	67 001	51 309	32 198	18 082	14 549	8 099	6 692	3 925	1 585
Накопленный поток денежной наличности															
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	48 772 579	51 445 936	53 902 809	55 991 339	57 783 983	59 270 469	60 636 475	61 665 133	62 358 361	63 027 689	63 474 796	63 918 104	64 230 094	64 381 252
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	31 403 019	32 103 656	32 684 531	33 129 988	33 474 912	33 732 932	33 946 832	34 092 141	34 180 482	34 257 428	34 303 797	34 345 272	34 371 604	34 383 113
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	27 764 906	28 199 401	28 546 628	28 803 297	28 994 867	29 133 000	29 243 380	29 315 659	29 358 016	29 393 578	29 414 234	29 432 044	29 442 943	29 447 535
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	24 526 372	24 776 234	24 967 592	25 103 149	25 200 109	25 267 110	25 318 418	25 350 616	25 368 698	25 383 247	25 391 346	25 398 038	25 401 963	25 403 547

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Расчет коэффициентов извлечения производился на основе вычислений технологических показателей нескольких вариантов систем разработки, выполненных путем моделирования процесса фильтрации на трехмерном гидродинамическом симуляторе месторождения Каратобе Южное в ПК «tNavigator».

Согласно постановлению ГКЗ РК утвержденный коэффициент извлечения нефти по месторождению в целом составляет 0,337 доли ед. (Протокол ГКЗ РК №2175-20-У от 06.05.2020 г.). Данный показатель является технико-экономическим параметром и утвержден по варианту, соответствующему по системе разработки рассмотренному и рекомендуемому в рамках настоящего проектного документа варианту 2. В связи с этим в настоящем разделе производится сопоставление утвержденного КИН и прогнозных коэффициентов нефтеотдачи за рентабельные периоды по рассмотренным вариантам разработки (табл. 4.3.1).

Таблица 4.3.1 - Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Объект разработки	Категория запасов	Утвержденные в ГКЗ РК			Варианты	Расчетные коэффициенты		Прогноз. извлеч. запасы, тыс.т
		КИН, д.ед.	Геолог. запасы, тыс.т	Извлеч. запасы, тыс.т		вытеснения нефти	КИН, д.ед.	
Р2к	В	0,337	27840	9383	1	0,640	0,327	8774
					2		0,340	9474
					3		0,324	9009

По результатам расчетов наименее привлекательными выглядит вариант 3, по которому прогнозный КИН в целом по объекту/месторождению составил 0,324 д.ед. Недостижение утвержденного КИН по варианту 3 объясняется значительным объемом капитальных вложений, что существенно сокращает рентабельный период разработки и не позволяет обеспечить выход на проектный уровень извлечения нефти. Результаты расчетов технологических показателей на трехмерной гидродинамической модели по варианту 1 показали, что проектный уровень технологически извлекаемых запасов нефти также не достигается.

Как видно из таблицы 4.3.1, наиболее привлекательным выглядит вариант 2, по которому значение расчетного рентабельного КИН превышает утвержденный КИН, составляя 0,340 в целом по объекту.

Необходимо отметить, что коэффициенты охвата вытеснением и охвата заводнением, являющиеся составной частью расчетного коэффициента нефтеотдачи в данном случае сложно вычленивать и представить отдельно, т.к. расчеты в рамках настоящего проекта выполнены с использованием компьютерного моделирования. По этой причине в

таблице 4.3.1 данные коэффициенты не приводятся в связи с определенной степенью условности их величин.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Экономический анализ проведен по трем вариантам, для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренного варианта разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации варианта.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2026- 2050 гг.

2 вариант – 2026 - 2051 гг.

3 вариант – 2026 - 2046 гг.

Объем необходимых капитальных затрат при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 9 511,7 млн. тг.

2 вариант – 16 804,2 млн. тг.

3 вариант – 38 712,4 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 373 513,1 млн. тг

2 вариант – 430 118,1 млн. тг.

3 вариант – 354 142,0 млн. тг.

Дисконтированные поступления Государства за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85%:

1 вариант – 30 606,1 млн. тг.

2 вариант – 33 600,3 млн. тг.

3 вариант – 33 855,3 млн. тг.

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

1 вариант – 33 851,7 млн. тг.

2 вариант – 34 383,1 млн. тг.

3 вариант – 31 362,2 млн. тг.

Таким образом, рекомендуемым является второй вариант с максимальной чистой приведенной стоимостью и доходом Государства.

Таблица 5.1.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2026 - 2050	2026 - 2051	2026 - 2046
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	303	349	350
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	293,0	308,2	300,3
Проектный уровень закачки воды	тыс.м ³ /год	453,1	507,1	478,1
Ввод новых скважин из бурения	ед.	3	6	14
Нефтедобывающих	ед.	2	6	11
Водонагнетательные	ед.	1	0	3
Накопленные показатели				
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	4 783	5 483	5 018
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	8 774	9 474	9 009
добыча попутного газа за рентабельный период	млн. м ³	699	766	732
добыча попутного газа с начала разработки	млн. м ³	1 081	1 144	1 112
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	6 236	7 822	6 270
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	10 254	11 839	10 287
закачка воды за рентабельный период	тыс. м ³	8 109	10 531	8 277
закачка воды с начала разработки	тыс. м ³	10 434	12 857	10 602
Коэффициент извлечения нефти	%	31,52%	34,03%	32,36%
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	44,10%	56,27%	40,86%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	448 268,9	524 091,5	454 955,5
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	9 511,7	16 804,2	38 712,4
в строительство скважин	млн. тг	6 531,9	13 297,5	33 708,4
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	2 979,9	3 506,7	5 004,0
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	373 513,1	430 118,1	354 142,0
производственные расходы	млн. тг	185 717,3	215 272,7	173 699,7
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	28 646,8	33 388,1	31 434,7
непроизводственные расходы	млн. тг	159 149,1	181 457,4	149 007,6
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	394 585,1	458 354,7	400 649,4
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	87 861,2	87 432,6	81 431,6
- Поток денежной наличности	млн. тг	55 910,9	64 381,3	51 060,3
- Поступления Государству	млн. тг	55 089,1	63 270,5	57 484,5
Чистые дисконтированные поступления				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	33 851,7	34 383,1	31 362,2
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	29 445,1	29 447,5	27 628,9
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	25 542,4	25 403,5	24 381,6
- бюджета Государства				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	30 606,1	33 600,3	33 855,3
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	26 063,1	28 459,0	28 783,4
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	23 239,0	25 360,5	25 486,1
Индекс доходности (PI)				
при 0% дисконта	ед.	6,878	4,831	2,319
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	4,953	3,559	2,394
при ставке дисконта в 15%	ед.	4,544	3,349	2,446
при ставке дисконта в 20%	ед.	4,174	3,182	2,513

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

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

Результаты анализа техники и технологии добычи нефти, применяемых в настоящее время на месторождении, и текущее состояние условий эксплуатации служат основанием выбора экономичного и рационального способа добычи, для обеспечения проектных показателей на месторождении Каратобе Южное.

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

6.1.1 Анализ работы эксплуатационного фонда скважин

По состоянию на 01.01.2026 года на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 30 единиц. Из них фонд добывающих скважин составляет 18 единиц. Фонд нагнетательных скважин составляет 5 единиц. Фонд ликвидированных скважин составляет 5 единиц. Фонд наблюдательных скважин – 2 единицы.

Техническое состояние действующих скважин.

По состоянию на 01.01.2026 года скважины эксплуатировались механизированным способом - установками штанговых глубинных насосов (УШГН) и установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Средний дебит скважин механизированного фонда по жидкости составляет 55,9 тонн/сутки, по нефти – 54,8 тонн/сутки, при обводненности – 1,9%.

По результатам анализа технологических условий, эксплуатации скважин, также учитывая физико-химические свойства продукции, условия фонтанирования в данном разделе не рассматриваются.

6.1.2 Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
УЭЦН	Ввод скважин	1	2	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
	Средний эксплуатационный фонд	18	20	19	20	21	22	22	22	22	22	22	22	22	22
	Дебит по жидкости, тн/сутки:														
	максимальный		-	-		-	-	-							
	минимальный		-	-		-	-	-							
	средний	54,8	51,5	52,7	46,2	42,4	36,0	34,7	33,9	33,4	33,1	32,7	32,2	31,7	31,2
	Средняя обводненность, %	1,3	3,4	6,3	8,4	10,1	12,0	13,9	16,4	19,3	22,1	25,2	28,4	31,5	34,2
УШГН	Ввод скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Средний эксплуатационный фонд	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Дебит по жидкости, тн/сутки:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	средний	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Средняя обводненность, %	0,013	0,020	0,017	0,014	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012

Продолжение таблицы 6.1.1

Способ эксплуатации	Показатели	Годы											
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
УЭЦН	Ввод скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Средний эксплуатационный фонд	22	22	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21
	Дебит по жидкости, тн/сутки:												
	максимальный		-	-		-	-	-					
	минимальный		-	-		-	-	-					
	средний	30,3	29,4	28,6	27,8	27,1	26,3	25,5	24,4	24,5	23,3	22,4	21,6
	Средняя обводненность, %	36,8	39,4	41,7	43,9	46,0	48,1	50,4	52,5	53,6	55,6	57,5	59,2
УШГН	Ввод скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Средний эксплуатационный фонд	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Дебит по жидкости, тн/сутки:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Средняя обводненность, %	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,011	0,011	0,011	0,011	0,012	0,017	2,21

Обоснование выбора подъёмного лифта

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.

В настоящее время для промысловых расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

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;
- выполнение интенсификации с помощью гибких (спиральных) труб, а также гидравлического разрыва пласта;
- допуск на коррозию в размере примерно, 20% от толщины стенки (около 1 мм);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Выбор глубины спуска башмака колонны над интервалом перфорации (до 50 м) обоснован следующим условием:

- расположение хвостовика выше интервала перфорации облегчает его техническое обслуживание и снижает подверженность его коррозии и эрозии потоками флюида из

перфорационных отверстий, а также предотвращает возможность застревания хвостовика на забое;

– улучшает условия проведения исследований со спуском таких приборов, как PLT и др;

6.1.3 Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

При механизированной добыче рекомендуется использование установок штанговых глубинных насосов (УШГН) и электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Эксплуатация скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов (УШГН)

Устьевое наземное оборудование действующего добывающего фонда оборудованных УШГН представлено станками-качалками типа грузоподъемностью не менее 8 тонн.

Таблица 6.1.2 - Виды станков-качалок на месторождении Каратобе Южное

Тип станка-качалки	Максимальная нагрузка в точке подвеса, тонн	Ход полированного штока, м	Нагрузка на устьевом штоке, кг.
СК-8-3-4000	8	1,8-3,5	8000

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съёмной гайкой.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы условным диаметром 32мм. Насосы спускаются в скважину на колонне НКТ диаметром 73мм.

Применяемая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками.

Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-

компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения/уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

Технические характеристики УШГН

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 80$ м³/сут) малой и средней глубины (до 1500 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. КПД установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{\text{пр}} > 0,35 \div 0,7$ МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравнивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравниванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п., Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Наземное оборудование УШГН включает в себя станок-качалку, внутрискважинное оборудование УШГН состоит из колонны НКТ, глубинного насоса и штанг.

Технические характеристики УЭЦН

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м³/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее

эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м³/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Надежность работы установки зависит от качественного подбора насоса к скважине и температуры. Для лучшей работы УЭЦН давление на приеме насоса должно быть более $p_{пр} \approx 1,75$ МПа. Однако УЭЦН плохо работают в условиях высоко коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка (до 0,2 %), в условиях высокой температуры, большой вязкости ($\mu > 200$ МПа·с).

Таблица 6.1.3 – Скважины, оборудованные УЭЦН

№ п/п	№ скв.	Интервалы перфорации, м	Тип насоса	Диаметр НКТ, мм	Глубина спуска насоса, м	Фактические параметры		
						Среднесуточный. дебит		
						нефти, т/сут	жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
1	50	2758-2875	'21УЭЦНКИ-4-45-3300	73	2605,3	17	20	0,2
2	63	2567-2746	'222ЭЦНКИ-5-125-2100Э	73	2458,95	11	14	1,6
3	66	2632-2795	'30.2УЭЦНДИ4-125-2000	73	2027,99	43	51	4,8
4	101	2683-2865	'21ЭЦНКИ-5-250-2500	73	2602,15	86	103	0,1
5	102	2512-2718	21УЭЦНКИ5А-80-2200	73	2393,49	53	67	10
6	104	2745-2904	'21УЭЦНКИ5А-125-2100	73	2675	12	14	0,6
7	105	2746-2441	'ЭЦНК5А-160-2200	73	2300	162	196	0,1
8	106	2532-2823	21УЭЦНИ-5-125-2100	73	2420,8	62	74	0,2
9	108	2513-2658	21ЭЦНКИ5-45-2100	73	2333,7	59	72	2,5
10	109	2701-2868	22УЭЦНКИ5-125-2250	73	2602,39	72	91	8,4
11	110	2855-2877	21УЭЦНКИ5А-80-2150	73	2746	18	22	3,2
12	111	2785-2835	'21УЭЦНКИ5-125-2200	73	2611	56	75	10,8
13	112	2544-2600	21ЭЦНКИД5-125-2350	73	2250,3	149	180	0,1
14	114	2665-2685	22ЭЦНКИ5-125-2800	73	2500,5	93	112	0,1
15	116	2661-2790	21УЭЦНКИ5-80-2400	73	2587,7	88	106	0,2
Всего						981	1197	

6.1.4 Выбор механизированного способа эксплуатации для добычи нефти

Эксплуатация УШГН

При эксплуатации УШГН по диаграмме из справочника Адонина А.Н. «Добыча нефти штанговыми насосами» на месторождении Каратобе Южное рекомендуется применение станков-качалок грузоподъемностью не менее 8 тонн.

В таблице 6.1.4 приведены основные параметры, рекомендуемых станков-качалок.

Таблица 6.1.4 – Виды станков-качалок

Тип станка-качалки	Максимальная нагрузка в точке подвеса, тонн	Ход полированного штока, м	Число качаний, в мин
СК-8	8,0	1,2 -3,0	3,0 – 6,0

Устьевое оборудование

Оборудование устья включает крестовик, установленный на колонной головке (ОКК) колонну, к боковым отводам каждого присоединены краны (задвижки) а на верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2. Сальник устьевой предназначен для герметизации устья скважины, эксплуатируемой штанговыми насосами, исключения утечек нефти между полированным штоком и уплотнением сальника.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

Выбор скважинного насоса

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством уменьшения/увеличения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

В таблице 6.1.5 приведена теоретическая производительность насосов, применяемых и рекомендуемых для добычи нефти на месторождении.

Таблица 6.1.5 – Теоретическая производительность насосов

Число качаний	Длина хода	Диаметр насоса, мм	
		Ø27 мм	Ø32 мм
		м ³ /сутки	м ³ /сутки
3	1,2	3,0	4,2
	1,6	4,0	5,6
	2,0	4,9	6,9
	2,5	6,2	8,7
	3,0	7,4	10,4
4	1,2	4,0	5,6
	1,6	5,3	7,4
	2,0	6,6	9,3
	2,5	8,2	11,6
	3,0	9,9	13,9
5	1,2	4,9	6,9
	1,6	6,6	9,3
	2,0	8,2	11,6
	2,5	10,3	14,5
	3,0	12,4	17,4
6	1,2	5,9	8,3
	1,6	7,9	11,1
	2,0	9,9	13,9
	2,5	12,4	17,4
	3,0	14,8	20,8

Как видно из таблицы производительность применяемых и рекомендуемых диаметров штанговых глубинных насосов при длине хода от 1,2 м до 3,0 м и числе качаний от 3 до 6 имеет широкий диапазон для обеспечения проектного дебита.

Выбор параметров УШГН диаметра подъёмного лифта (НКТ)

Для повышения эффективности механизированной добычи скважин с использованием УШГН снижения гидродинамического сопротивления в процессе эксплуатации необходимо выбрать лифтовый подъёмник с оптимальным диаметром.

Исходные данные для расчета силы трения насосной штанги и столба жидкости в стволе при разных диаметрах НКТ выбраны по принципу большого числа ходов и большой длины хода: число ходов 6 к/мин, длина хода 1,5 м и глубины спуска насоса.

Согласно расчетам, а также фактически спущенного оборудования для подъёмного лифта наиболее оптимальным вариантом для глубин спуска рекомендуется применение НКТ диаметром 73 мм.

Эксплуатация УЭЦН

На месторождении рекомендовано применение и эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Благоприятные условия для этого создают физико-химические параметры пластовых флюидов, температура и глубина залегания продуктивных горизонтов, а также параметры эксплуатационных колонн.

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ,

герметичный ввод электрокабеля, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

На рисунке 6.1. представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

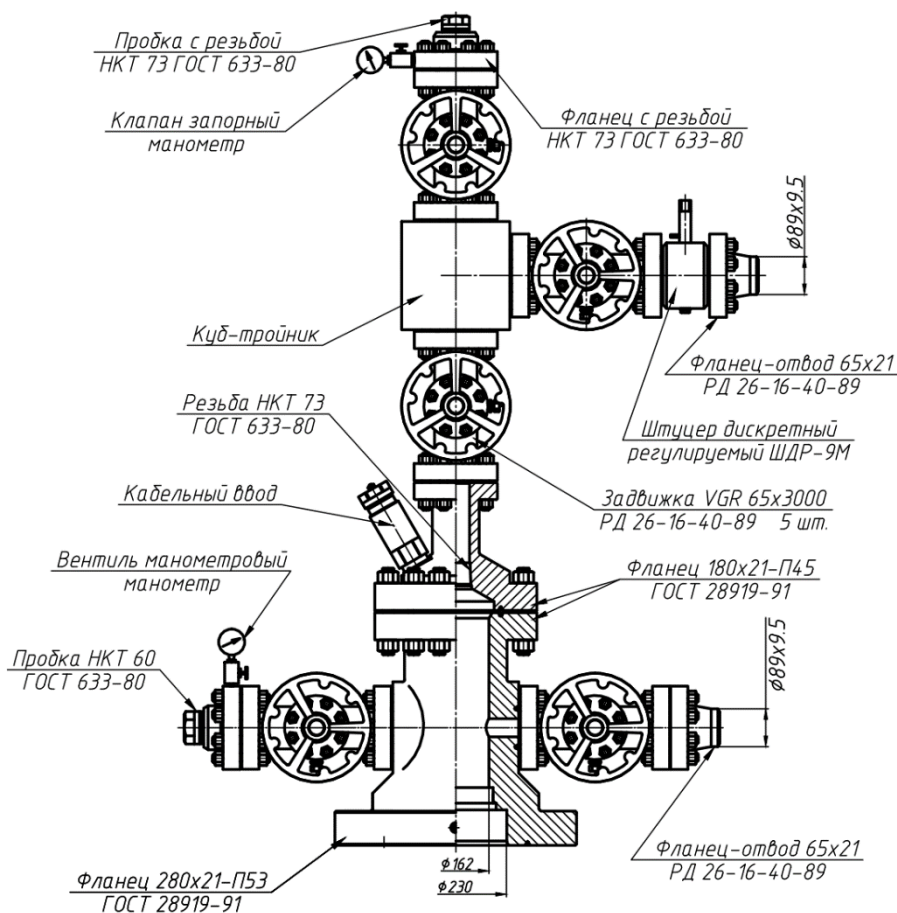


Рисунок 6.1.1 - Устьевая арматура УЭЦН

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Наземное оборудование состоит из автоматизированной станции управления как правило с частотно-регулируемым приводом и со встроенными контроллерами, имеющими максимально широкий функционал для работы с УЭЦН и с системой отображения информации, а также возможностью хронологической записи всех основных показаний работы установки. Опционально возможна комплектации системой дистанционного мониторинга и управления УЭЦН по радиоканалам (например, GSM) или линиям связи. К наземному оборудованию относится разгазирующая коробка и повышающий

трансформатор (от станции к ПЭД). Наземное оборудование монтируется на специальной площадке (кроме разгазирующей коробки). Высоковольтный кабель от устья до повышающего трансформатора укладывается на подставках над землей. Станция управления подключается к трехфазному источнику переменного тока на 380В.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

В подземное оборудование входят погружной электронасосный агрегат, который объединяет в себе погружной электродвигатель (ПЭД) с гидрозащитой (устройство изоляции полости ПЭД от пластовой среды), погружной блок датчиков телеметрии, центробежный многоступенчатый насос с газостабилизирующими устройствами на входе (газосепаратор, диспергатор и т.п.) и кабельную линию для подачи электроэнергии. Компоновка УЭЦН спускается в скважину на колонне НКТ с креплением кабельной линии снаружи лифта. Над насосом, через 3-5 труб НКТ, устанавливают обратный и сливной клапаны. Герметичный выход кабеля из скважины производится через кабельный ввод в фонтанной арматуре.

Типоисполнения УЭЦН возможны в различных комбинациях - исполнениях термостойком, коррозионностойком, износостойком (значительно влияет на стоимость УЭЦН). Установки, как правило, оснащаются погружной системой телеметрии для получения показаний температуры, давления в зоне подвески погружного электродвигателя насоса. Имеются телеметрии для УЭЦН с датчиками вибрации и расходомерами. Кабельные линии имеют термовставки из более дорогого освинцованного EPDM кабеля на 230°C и основной линии кабеля с полимерной изоляцией на 120-130°C.

Эксплуатация нагнетательных скважин

На дату отчета по месторождению Каратобе Южное под закачкой находятся 5 скважин.

Устья нагнетательных скважин на месторождении Каратобе Южное оборудованы фонтанными арматурами рассчитанные на рабочее давление 70 МПа типа «Кымпина» 2 9/16''x700; затрубными задвижками «Упетром» 2 1/16''x700; струнными задвижками «Упетром» 2 1/16''x700; коренными, центральными, буферными задвижками «Кымпина» 2 9/16''x700.

Внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин состоит из колонны НКТ диаметром 73 мм и пакера (марка ПРО-ЯГ1-145), который обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и защищает эксплуатационную колонну от воздействия нагнетаемой среды.

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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования нефтяного месторождения Каратобе Южное возникают такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

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

Мероприятия по борьбе с отложениями, смол, асфальтенов и парафина (АСПО)

Содержание парафина в нефти месторождения Каратобе Южное составляет 2,2 – 4,2 % по массе, поэтому при снижении температуры и давления в стволе скважины растворимость нефти по отношению к парафину уменьшается, что приводит к его выпадению в осадок на глубинном и устьевом оборудовании скважин.

Одним из наиболее распространенных осложнений при добыче нефти являются асфальтено-смолисто-парафиновые отложения (АСПО). Основной причиной, приводящей к образованию АСПО, является снижение растворяющей способности нефти по отношению к парафину в результате уменьшения температуры и разгазирования, причём преобладает температурный фактор.

При движении нефти от забоя до промысловых сооружений охлаждение, в основном, происходит при движении по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой, а также за счет выделения и расширения газа, обусловленного снижением давления. В результате уменьшения температуры снижается растворяющая способность нефти, и твердые парафины начинают выделяться из раствора, при этом наиболее интенсивная парафинизация происходит в подъемных трубах и в внутрискважинном оборудовании.

Таким образом, на образование АСПО существенное влияние оказывают:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и в стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;

- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высоко обводнённых – защитные покрытия.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии (например, петромагнитные устройства «Магнифло» производства компании «Петролеум Магнетик Интернешнл», г. Одесса и штат Техас, США; депарафинизаторы серии МОЖ НПФ «Технологические системы» и др.).

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин); полимерные скребки-центраторы

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафиноотложений с помощью химических реагентов, растворителей. Основным требованием к ингибиторам парафиноотложений является достижение высокой эффективной защиты оборудования. При выборе ингибиторов следует учитывать его физико-химические свойства (вязкость, температура кристаллизации парафина, растворимость, плотность), которые должны позволять их применение в зимних условиях.

Кроме того, защищая оборудование от парафиноотложений, ингибиторы должны обладать определенным комплексом и других свойств, обеспечивающих их активное использование. Для окончательного выбора реагентов – ингибиторов парафиноотложений необходимо проведение опытно-промышленных испытаний по подбору оптимального реагента. Если технология ингибирования предусматривает использование ингибитора

совместно с растворителями и другими химическими добавками, то необходимо проведение лабораторных исследований контроля качества соответствующих растворов.

Проведение систематического контроля за парафинизацией оборудования и трубопроводов является необходимым условием оптимального использования ингибиторов. Необходимо разработать методику мониторинга парафиноотложений и определить эффективность применения и уточнить расходный показатель намеченного к применению ингибитора и растворителя парафиноотложений.

Следует отметить, что рынок услуг нефтедобычи предлагает множество химических реагентов, поставку и сервисное сопровождение работ на объектах заказчика. Например, ингибитор парафиноотложения комплексного действия СНПХ-7821, ЕС-6426А (фирмы Налко/Эксон) и др.

В настоящее время для борьбы с парафиновыми отложениями на месторождении проводятся различные методы предупреждения образования АСПО. Способ удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования путём обработки горячей нефтью прост и сразу даёт результат. Однако для этого нельзя использовать нефть из нижней части резервуара, где оседает большое количество компонентов парафинового ряда.

При закачке высокопарафинистой нефти это возможно ещё больше осложнит проблему. Наиболее предпочтительной является обратная промывка, исключающая образование парафиновых пробок. Одновременно с промывкой горячей нефтью проводится закачка химреагента “KL-99”.

Добавление углеводородных растворителей способствует очистке глубинного и устьевого оборудования от парафина, улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу движется вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. При промывке часть горячей нефти попадает в ПЗС и из-за разности температур пласта и горячей нефти при контакте с водой она становится еще более вязкой и на какое-то время закрывает каналы, по которым вода поступает в скважину.

Таким образом мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО и по промывке песчаных пробок на месторождении Каратобе Южное, показывают высокую эффективность.

В целом обработка горячей нефтью и обработка растворителями позволяют повысить производительность скважин. Эффективность того или иного ранее не применявшегося на месторождении реагента должна определяться в лабораторных условиях с последующим проведением опытно-промысловых испытаний.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин представлены в таблице 6.2.2

Таблица 6.2.1 - Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ № п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На дату отчета	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	25 скв-операции	1 раз в 3 месяца	глубинное оборудование, выкидные линии
2		Очистка от парафина выкидных линий	20 скв-операции	1 раз в 1,5-3 месяца	—
3	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	25 скв-операции	1 раз в 3 месяца	—
4		Очистка от парафина выкидных линий	20 скв-операции	1 раз в 1,5-3 месяца	—

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

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Описание существующей системы сбора

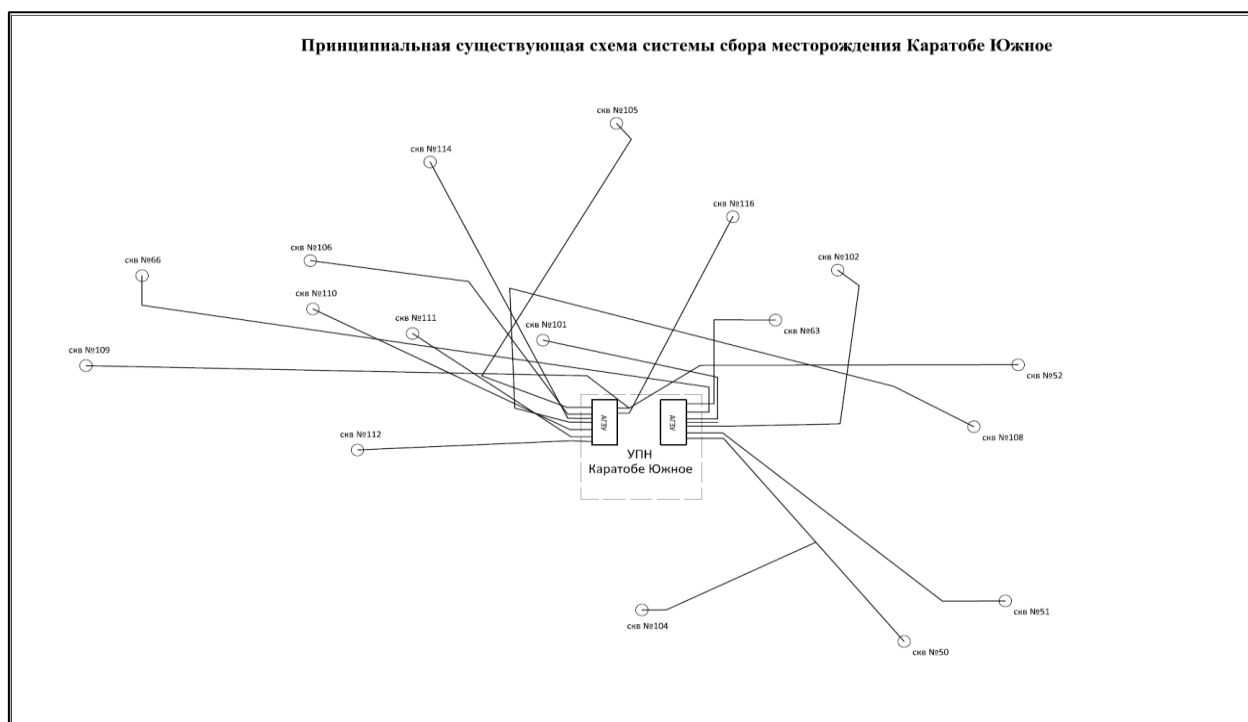
Технология промыслового сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении Каратобе Южное осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам Ø114x5, Ø108x6 и Ø 89x6 проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – АГЗУ №1, «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10.

В таблице 6.3.1 представлены характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Каратобе Южное.

Таблица 6.3.1 — Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Каратобе Южное

№ ГЗУ	Марка АГЗУ	№ подключенной скважины	Длина от скв до АГЗУ, м	Диаметр, мм	Материал трубы
1	ОЗНА-Массомер" -400-10-УХЛ1	27	1470	114x5	сталь
		104/50	609	114x5	сталь
		50/104	810	114x5	сталь
		51	1160	114x5	сталь
		64	320	114x5	сталь
		101	367	114x5	сталь
		102	828	114x5	сталь
		63	210	114x5	сталь
		66	1250	114x5	сталь
		114	890	108x6	сталь
2	ОЗНА-Массомер" -400-10-УХЛ1	52	1525	89x6	сталь
		105	565	114x5	сталь
		106	744	114x5	сталь
		108	1000	114x5	сталь
		109	1700	114x5	сталь
		110	920	108x6	сталь
		112	735	108x6	сталь
		111	635	108x6	сталь
		116	1720	108x6	сталь

После замера нефтегазовая смесь направляется по сборному трубопроводу Ø219×8 мм на УПН месторождения Каратобе Южное.

**Рисунок 6.3.1 - Технологическая схема системы сбора продукции скважин месторождения Каратобе Южное**

Описание существующей системы подготовки продукции

Сооружение УПН предназначена для подготовки нефти месторождения Каратобе Южное и перекачки по нефтепроводу Ø219x8 мм, L= 31 км «Каратобе Южное - Лактыбай»

и дальше по нефтепроводу $\varnothing 245 \times 8$ мм, $L = 81$ км «Лактыбай - Кенкияк» на ГНПС (Головная нефтеперекачивающая станция) «Кенкияк».

Газожидкостная смесь от нефтегазодобывающих скважин по выкидным трубопроводам поступают на автоматизированные групповые установки типа «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 АГЗУ №1, «ОЗНА МАССОМЕР» 400 – 10 – УХЛ1 АГЗУ №2 для автоматического поочередного замера дебита скважин по нефти и газу.

С АГЗУ №1 и АГЗУ-2 двумя потоками по трубопроводам $\varnothing 219 \times 8$ мм направляются в НГС–2-1,6-2000-1 №1 для отделения газа.

Перед НГС, через БДР –2,5 производится подача деэмульгатора с удельным расходом 40 гр./т. С НГС №1 выделившийся газ поступает в газосепаратор 2-1,6-1600-1-И ГС№1 и в ГС№2 для дополнительной очистки от капельной жидкости – газоконденсата и механических примесей. Далее, после вторичной очистки в сепараторе топливного газа ГС№3 газ используется на собственные нужды и социально–бытовые нужды (печи подогрева нефти, котельную), на факел высокого давления, на факел низкого давления, на ГТЭС, на поселок Жаркамыс через узел очистки (УОГ).

После НГС№1 (I – ступень) и НГС№2 (II – ступень) отделившаяся от газа нефть поступает на КСУ (III – ступень) для полного отделения газа от нефти (дегазация). (На дату составления отчета КСУ не функционирует, жидкость из НГС поступает в БЕ $V = 100 \text{ м}^3$). Отделившийся газ из БЕ-100 направляется на факел низкого давления (ФНД).

Из буферной емкости (БЕ-100) нефтяная эмульсия поступает на приём технологических насосов Н-1, Н-2 (тип насосного агрегата ЦНСн 60-99), далее с помощью технологических насосных агрегатов нефтяная эмульсия прокачивается через печи подогрева ПП-1,6 №1, ПП-1,6 №2, через ОГН-100 №2 (I – ступень) и ОГН-100 №1 (II – ступень) в последовательном режиме работы поступает в технологический резервуар РВС №4 $V = 1000 \text{ м}^3$, после подготовленная нефть через «переток» $H = 9 \text{ м}$. поступает в РВС-2000 №1, №2 $V = 2000 \text{ м}^3$. (поочерёдно) на отстой, так же, в зависимости от качества подготовки нефти на повторную деэмульсацию («циркуляция»). При «циркуляции» РВС (сам на себя) нефтяная эмульсия из РВС при помощи насосов внутренней перекачки Н-3, Н-4 (тип насосного агрегата ЦНСн 60-99) через печь подогрева нефти поступает обратно в тот же РВС. Так же, при «циркуляции» РВС (из одного на другой) нефтяная эмульсия из РВС при помощи насосных агрегатов внутренней перекачки Н-3, Н-4 через печь подогрева нефти перекачивается в другой РВС.

Далее, подготовленная нефть насосами внешней перекачки Н-5, Н-6, Н-7 (тип насосных агрегатов ЦНСн 60-330 №5, ЦНСн 105-490 №6, ЦНСн 105-490 №7) через массовый расходомер нефти «Promass 300» по межпромысловому нефтепроводу

транспортируется на ГНПС «Кенкияк». При повышении давлений в аппаратах и срабатываний предохранительных клапанов, излишки газа из нефтегазосепараторов (НГС) №1, №2, из газосепараторов (ГС) №1, №2, через СППК сбрасываются на факельную линию высокого давления (ФВД). При повышении давлений в аппаратах и срабатываний предохранительных клапанов, излишки газа с газосепаратора (ГС) №3, из концевой сепарационной установки (КСУ), из буферной емкости (БЕ-100) через СППК сбрасывается на факельную линию низкого давления (ФНД).

Отделившаяся пластовая вода из нижней части ОГН-100 №1 и ОГН-100 №2 в автоматическом режиме сбрасывается в РВС системы ППД, через ОГВ-25 №1 и ОГВ-25 №2.

Отделение подтоварной воды от подготовленной нефти происходит путем отстоя в одном из резервуаров. Отделившаяся подтоварная вода из нижней части резервуара с помощью сифонного крана дренируется в ЕП - 25, далее через ОГВ-25 №1, №2 и ФКНС в РВС системы ППД с дальнейшей закачкой рабочего агента в нагнетательные скважины.

Принципиальная существующая схема установки подготовки нефти месторождения Каратобе Южное приведен на рисунке 6.3.2.

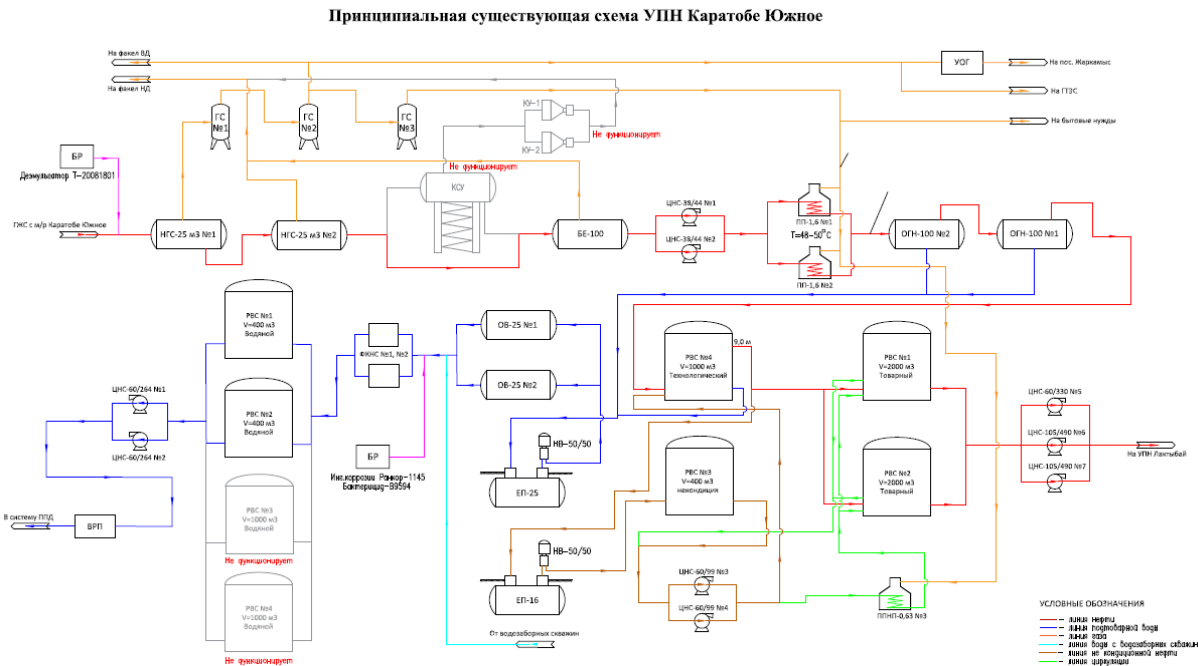


Рисунок 6.3.2 - Принципиальная существующая схема УПН Каратобе Южное

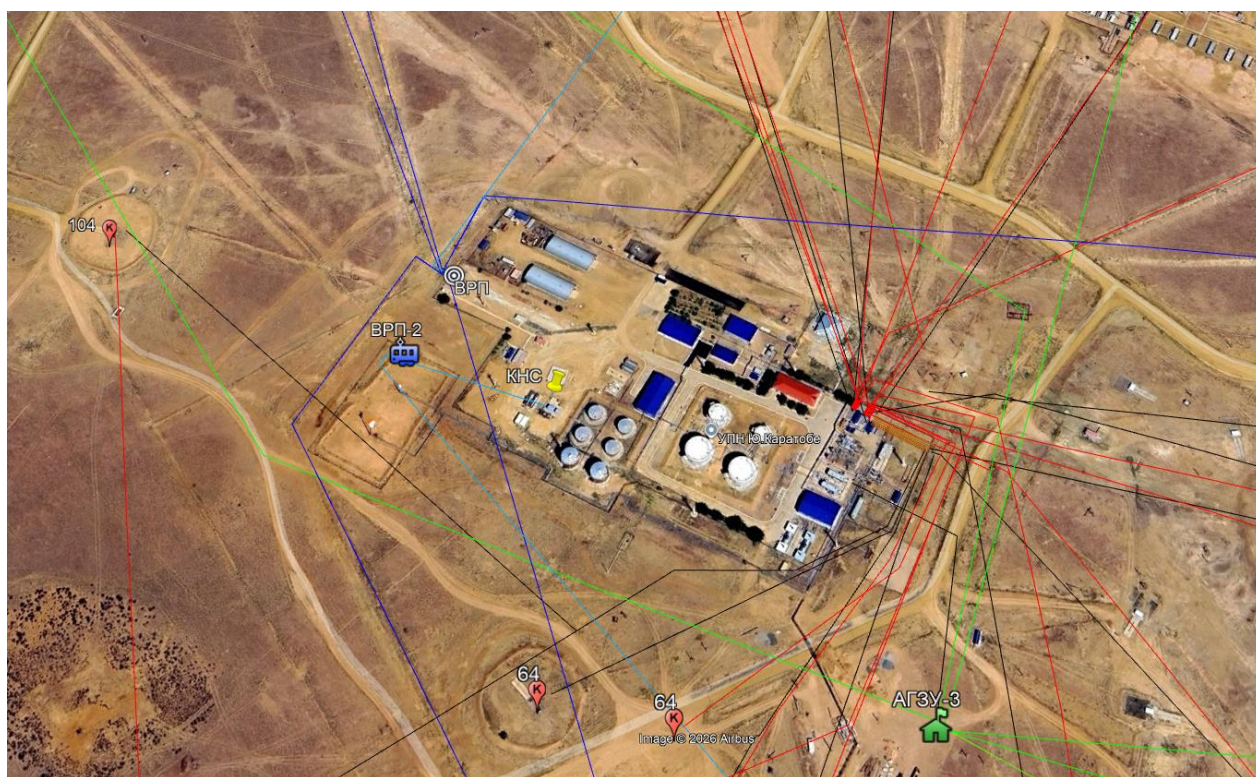
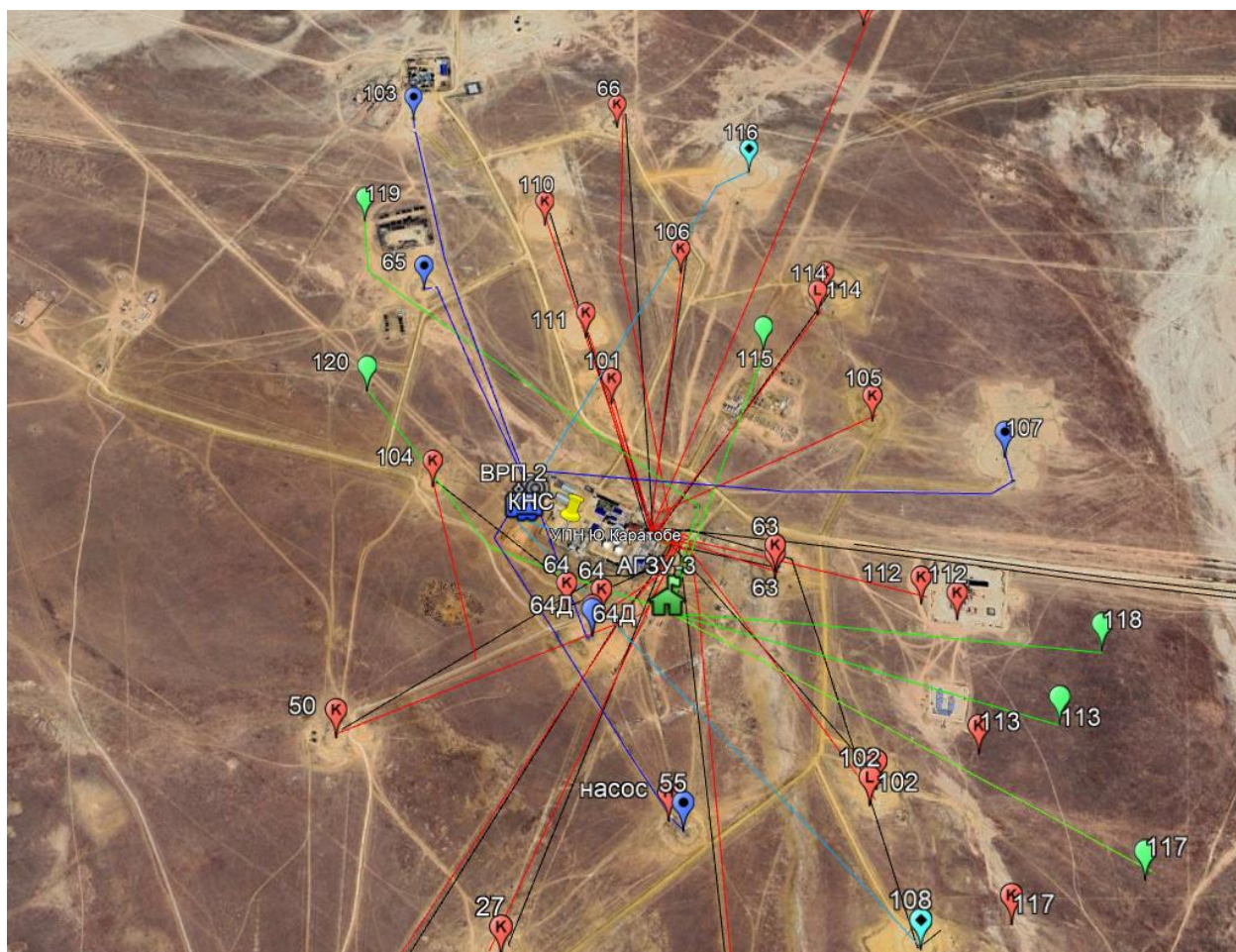
В проектный период 2026-2051 годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин в кол-ве 6 единиц (№113 (2026), №117 и №115 (2027), №118 (2029), №119 (2030) и №120 (2031)). Рекомендуется подземная прокладка выкидных трубопроводов, ниже глубины промерзания грунта. Выкидные трубопроводы проектных добывающих скважин будет подключаться к проектной АГЗУ. Подключить трубопровод Ø159мм 210м от проектной АГЗУ-3 до НГС.

В таблице 6.3.2 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное.

Таблица 6.3.2 — Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное

п/п	№ АГЗУ	№ скважин	Год ввод из бурения	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	Проектный АГЗУ -3	113	2026	114x5	810	сталь
2		117	2027	114x5	1070	сталь
3		115	2027	114x5	730	сталь
4		118	2029	114x5	870	сталь
5		119	2030	108x6	1330	сталь
6		120	2031	108x6	860	сталь

Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное представлена приведена на рис 6.3.3.



- проектная скважина



- проектный АГЗУ

Рисунок 6.3.3 - Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное

Технологические потери нефти

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Каратобе Южное составляет – 0,1906525 %, по газу – 0,027 %, куда входят:

По нефти:

- Потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения запорной арматуры;
- Потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества;
- Потери от испарения нефти
 - Технологические потери от испарения при подготовке нефти;
 - Технологические потери от испарения товарной нефти при хранении;
 - Технологические потери от испарения товарной нефти при транспортировке по нефтепроводу.

По газу:

- Потери газа от утечек через неплотности соединений и уплотнений;
- Потери газа из линейных частей газопроводов;
- Технологические потери при обслуживании предохранительных клапанов.

Выводы и рекомендации

1. Существующая система сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождений Каратобе Южное по технологическим возможностям и пропускным способностям, способна обеспечить достижение прогнозных технологических показателей разработки, принятых в настоящем отчете.

2. Рекомендуются проводить мониторинг коррозии технологического оборудования и трубопроводов.

3. Трубопроводы проектных (ввод из бурения) скважин подключить к проектной АГЗУ №3.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа.

Сжигание попутного газа является нарушением, т.к. значительно ухудшает экологическую обстановку, а также в условиях нехватки энергоресурсов создает серьезную социальную проблему.

Попутный газ месторождения Каратобе Южное используется на:

- Подогреватель ПП-1,6АМ (1-раб, 1-резерв) (для подогрева нефти);

- Котельная установка «ERENSAN» (1-раб,1-резерв) (для отопления УПН);
- Котельная установка «BUDERUS» (1-раб,1-резерв) (для отопления и горячее водоснабжения вахтового городка);
- Газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 - 7 единиц (выраб электроэнергии на жилищно-бытовые нужды и по ЛЭП-35кВ входит в общую энергетическую сеть Актюбинской области);
- Поселок Жаркамыс (поставка газа ежегодно в объеме 3,8 млн м³);
- ТОО «IC Petroleum» (поставка на производственные объекты ТОО в V-3,467 млн м³).

Схема утилизации сырого газа месторождения Каратобе Южное представлена на рисунке 6.4.1.

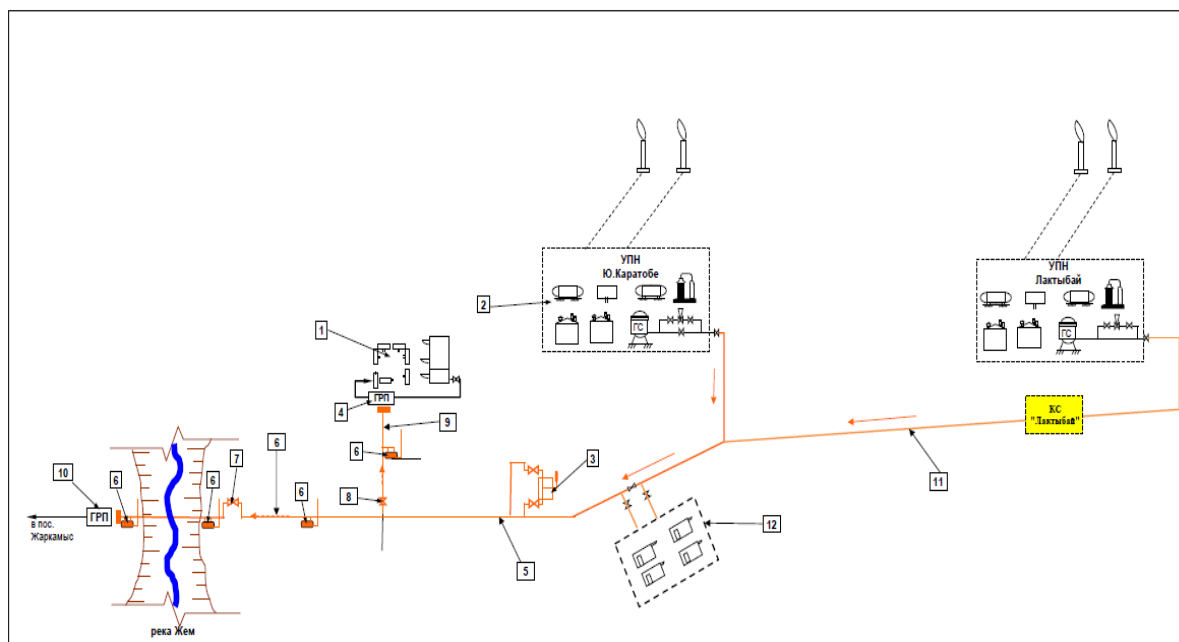


Рисунок 6.4.1 - Схема утилизации сырого газа месторождений Каратобе Южное

Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Каратобе Южное представлен в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант рекомендуемый)

№ п/ п	Добыча нефти и газа/Объекты потребления газа	Кол-во оборудо- вания, ед.	Число часов работы, ч/сутки	Расход газа, м³/ч	Количество суток работы, сут	Объем газа, млн. м³											
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Добыча газа (V _I)					49,8	49,1	45,5	40,0	38,0	33,0	31,1	29,8	29,1	28,8	28,7	28,4
2	Технологические потери					0,013	0,013	0,012	0,011	0,010	0,009	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
3	Собств. нужды месторождения (V _I), в т.ч.					3,5176	3,5176	3,5219	3,5176	3,5176	3,5176	3,5219	3,5176	3,5176	3,5176	3,5219	3,5176
4	ПП-1,6 АМ (1 в работе, 1 рез) (летний период)	1	24	104	180	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449
5	ПП-1,6 АМ (1 в работе, 1 рез) (зимний период)	1	24	180	185	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,799	0,804	0,799	0,799	0,799	0,804	0,799
6	Котел "ERENSAN" (летний период)	1	24	83	39,583	0,0789	0,0789	0,0789	0,079	0,0789	0,0789	0,0789	0,079	0,0789	0,0789	0,0789	0,0789
7	Котел "ERENSAN" (зимний период)	1	24	127	182,5	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
8	Котел "Buderus" (летний период)	1	24	217	39,58	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206
9	Котел "Buderus" (зимний период)	1	24	326	182,5	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428
10	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (летний период)	7	24	632	180	19,112	18,749	16,934	14,243	13,245	10,977	9,828	9,253	8,916	8,735	8,657	8,528
11	Утилизация ПНГ путем переработки в электроэнергию (зимний период)	7	24	633,42766	185	19,687	19,280	17,510	14,678	13,697	10,996	10,191	9,561	9,188	9,019	8,982	8,807
12	Поставка на Жарыкамыс					3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800
13	Поставка на IC Petroleum					3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467
14	При эксплуатации технол. оборудования (V ₇)					0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233
15	Дежурная горелка ФНД	1	24	1,2	365	0,010512	0,010512	0,010541	0,010512	0,010512	0,010512	0,010541	0,010512	0,010512	0,010512	0,010541	0,010512
16	Продувка ФНД	1	24	25,434	365	0,222802	0,222802	0,223412	0,222802	0,222802	0,222802	0,223412	0,222802	0,222802	0,222802	0,223412	0,222802

Продолжение таблицы 6.4.1

1	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	28,0	27,5	26,9	26,1	25,6	25,1	24,5	23,9	23,4	22,5	21,6	20,7	20,0	19,4
2	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005
3	3,2763	3,0575	3,0597	3,0575	2,9921	2,9921	2,9510	2,8391	2,8391	2,8391	2,7962	2,7947	2,7947	2,7947
4	0,389	0,389	0,389	0,389	0,346	0,346	0,302	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259	0,259200
5	0,618	0,400	0,402	0,400	0,377	0,377	0,379	0,311	0,311	0,311	0,268	0,266	0,266	0,266400
6	0,0789	0,0789	0,0789	0,079	0,079	0,079	0,079	0,0789	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,07885
7	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,55626
8	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206150	0,206	0,206	0,20615
9	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,42788
10	8,476	8,346	8,009	7,646	7,439	7,180	6,895	6,661	6,402	5,988	5,521	5,832	5,573	5,70240
11	8,720	8,618	8,283	7,899	7,682	7,401	7,157	6,863	6,612	6,187	5,736	6,014	5,624	5,90430
12	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800
13	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	3,467	2,000	2,000	1,000
14	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,233	0,233
15	0,010512	0,010512	0,010541	0,010512	0,010512	0,010512	0,010541	0,010512	0,010512	0,010512	0,01054	0,010512	0,010512	0,010512
16	0,222802	0,222802	0,223412	0,222802	0,222802	0,222802	0,223412	0,222802	0,222802	0,222802	0,223412	0,222802	0,222802	0,222802

Выводы и рекомендации:

1. Утилизация добытого сырого газа месторождения Каратобе Южное ТОО «Казахтуркмунай» проводится по следующим направлениям:

- использование на собственные технологические нужды;
- на выработку электроэнергии;
- поставка на поселок Жаркамыс;
- на производственные объекты ТОО «IC Petroleum».

2. Технологически неизбежное сжигание сырого газа на месторождении должно производиться на основании полученных Разрешений на сжигание.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента**Существующая система ППД на месторождении Каратобе Южное**

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

На месторождении Каратобе Южное с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система ППД. В настоящее время система ППД внедрена Р₂ месторождения Каратобе Южное, осуществляемая путем закачки воды в пласт.

Источником водоснабжения для ППД является пластовая вода и вода неогеновых отложений. Вода из неогеновых отложений добывается водозаборными скважинами №58, 102 В3, 102 В4, 105 Ц, 106 В, 107 В.

В настоящее время подготовка пластовой воды для ППД осуществляется на УПН Каратобе Южное.

В Таблице 6.5.1 отображено технические характеристики (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Каратобе Южное.

Таблица 6.5.1 - Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Каратобе Южное

№ ВРП	№ подключенной скважины	Длина от скв до ВРП, м	Диаметр, мм	Материал исполнения
№ 1	55	600	89х14	сталь
	64Д	400	114х5	сталь
	65	500	89х14	сталь
	103	1000	89х14	сталь
	107	1160	108х5	сталь



Рисунок 6.5.1 – Схема расположения нагнетательных скважин месторождения Каратобе Южное

Система подготовки и закачки пластовой воды

Для закачки сточной воды (рабочий агент) в пласт используется вода (пресная) с водозаборных скважин, подтоварная вода с РВС.

Вода из водозаборных скважин посредством электронасосных агрегатов типа ЭЦВ поступает в блок гребёнки (БГ). Блок гребёнки предназначен для учёта расхода воды, а также для грубой механической очистки воды. Вода из блока гребёнки поступает на блок фильтров ФКНС.

Поступающая с нефтью пластовая вода из вертикальных резервуаров нефти поступает в подземную ёмкость типа ЕП №1, объёмом 25 м³. По мере накопления в ёмкости, пластовая вода перекачивается насосом типа НВ-50/50 в горизонтальные отстойники воды ОВ-25 для отделения нефтепродуктов от воды.

После очищения от нефтепродуктов пластовая вода направляется на блок фильтров ФКНС. Также на блок фильтров поступает вода из водозаборных скважин. На входе в блок фильтров ФКНС от БДР-2,5 предусмотрен ввод реагентов ингибитор коррозии марки «Ранкор-1145», предназначенный для защиты от коррозии в процессах закачки сточных вод, а также бактерицид «В-9594», предназначенный для контроля за ростом микроорганизмов в системах оборота воды, а также для борьбы с бактериями в системе ППД. После ФКНС вода поступает в вертикальные резервуары объёмом 400 м³ (1-ед.) и 1000 м³ (1-ед.), где происходит накопление воды. Также в РВС поступает отделившаяся вода в ОГ-100 №1/2, с дальнейшим поступлением в отстойник воды №1/2 V-25м³.

Отстойники воды — специальные емкостные аппараты, которые предназначены для отстаивания и очистки пластовой воды, улавливания содержащейся нефти. Очищенная вода с отстойника поступает в РВС-400 в кол-ве 2-единиц.

С РВС-400м³ (2-ед.) вода поступает на прием подпорных насосов ЦНС 60-264 №1, №2 (резервный) производительностью 60 м³/час, напором 264 м. Перед каждым из насосов установлены сетчатые фильтры воды.

Далее вода поступает в водораспределительный пункт ВРП. В настоящее время эксплуатируются три нагнетательные скважины Каратобе Южное №55, №65, №64д, №103 и №107. Вода из ВРП по стальным водопроводам Ø89x14мм и 108x5 мм поступает до нагнетательных скважин.

Для нагнетания воды в пласт на нагнетательных скважинах предусмотрены насосные установки марки «SAPWELLS 3ST125A-8/40» в кол-ве 3-ед, SAPWELLS Q290-16/30 в кол-ве 3-ед и 5DS175A-20/30 в кол-ве 1-единиц.

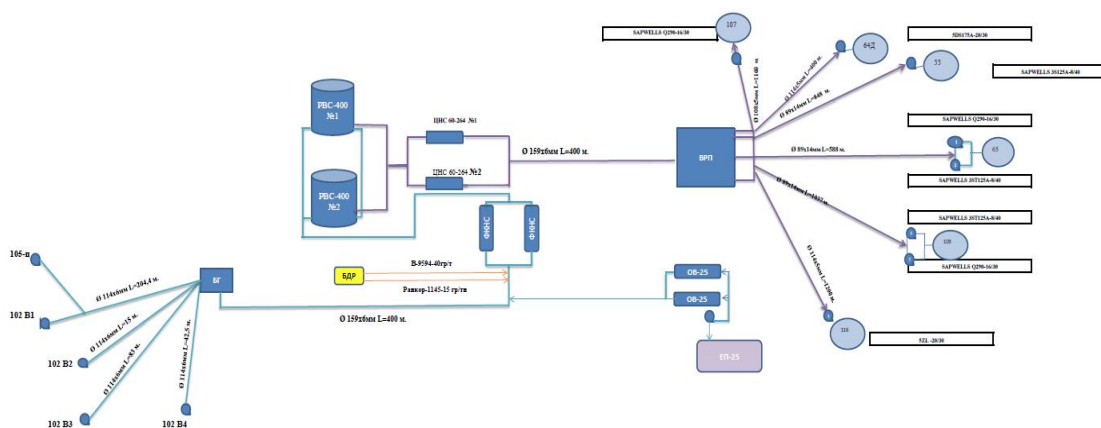


Рисунок 6.5.2 – Принципиальная схема подготовки воды системы ПВД на УПН Каратобе Южное

Анализ мощности системы ПВД

Закачка воды производится с использованием следующих насосных установок:

- насос Sapwells 3S125A8/40 (3-ед);
- насос Sapwells Q290-16/30 (3-ед);
- насос 5DS175A-20/30 (1-ед).

Технические характеристики насосов представлены ниже, в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 - Техническая характеристика насоса «Sapwells 3S125A8/40», «Q290-16/30» и «5DS175A-2/30»

№ п/п	№ скв.	Тип насоса	Подача насоса, м ³ /час	Подача насоса, м ³ /год	Мощность электродвигателя, кВт
1	55	Sapwells 3S125A8/40	8	70080	110
2	64Д	5DS175A-20/30	20	175200	200
3	65	Sapwells Q290-16/30	12,5	109500	185
		Sapwells 3S125A8/40	8	70080	110

4	103	Sapwells 3S125A8/40	8	70080	110
		Sapwells Q290-16/30	12,5	109500	185
5	107	Sapwells Q290-16/30	12,5	109500	185

На прогнозируемый период 2026-2051 год максимальная закачка воды ожидается в 2028 году 507,13 тыс м³/год. Насосное оборудование БКНС сможет обеспечить закачку указанного объема воды.

Существующее насосное оборудование способно обеспечить закачку воды в объеме 1956 м³/сут или 713940 м³/год.

В качестве для закачки в пласт на скважине №65 и на скважине №103 1 резервный насос установлен насос Sapwells 3S125A8/40, предназначенные для закачки воды в нагнетательные скважины.

Требования к качеству закачиваемой воды

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.:

Показатели и нормы качества воды

1. Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

Водородный показатель находится в пределах нормы.

2. Фильтрационная характеристика.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. Совместимость с пластовой водой и породой.

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм² должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм²;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм².

Согласно данным, размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти должны быть не крупнее 5 мкм².

5. Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Допустимое содержание механических примесей в воде – до 50 мг/л, нефтепродуктов – до 50 мг/л.

6. Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

Данные по содержанию кислорода в воде отсутствуют

7. Набухаемость пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

Исследования по содержанию СВБ в воде отсутствуют.

11. Содержание ионов трехвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

В таблице 6.5.4 представлены результаты исследований физико-химических свойств закачиваемой воды.

Таблица 6.5.4 - Состав физико-химических свойств воды, отобранный на выходе насосов БКНС

Источники водоснабжения	Содержание нефтепродуктов	Содержание ионов мг/дм ³							Общая минерализация, г/л	Механические примеси, мг/дм ³	Сероводород в воде, мг/дм ³
		pH	SO ₄ ⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ +Na ⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	13	14
Попутно-добыв/водозабор	-	7,45	870,0	14409,9	375,15	160,32	85,12	9561,79	25462,28	22,34	1,28

Из таблицы 6.5.4 можно заметить высокое механических примесей (22,34). Водородный показатель (pH) находится в пределах нормы и составляет 7,45.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3.

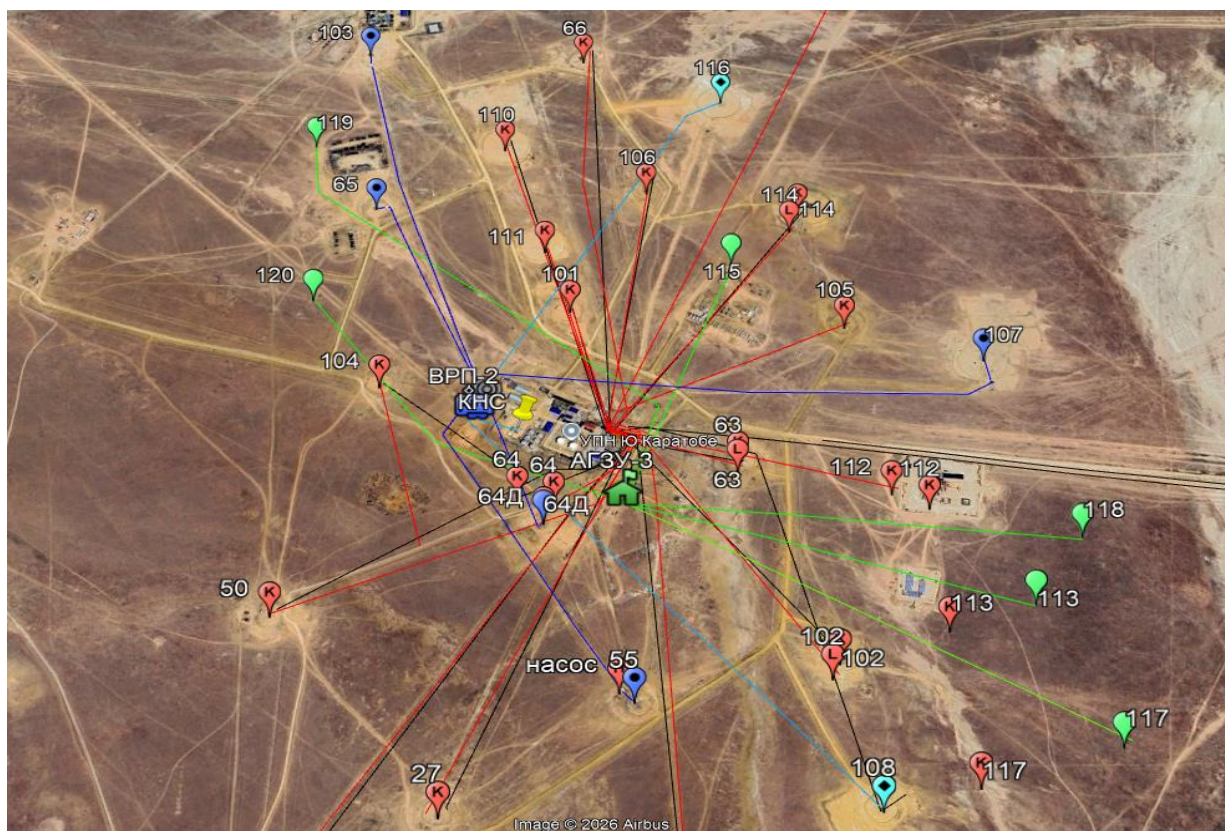
По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород по нагнетаемому объекту составляет 0,00116 по 0,120 мкм². Результат указанной исследования показывает, что содержание механических примесей превышает допустимое. Принимая во внимания таблицу 6.5.4 улучшить качество воды для заводнения нефтяных пластов.

В 2026 году ожидается ввод под нагнетания скважину №116 и в 2028 году №108. Прокладка нагнетательных трубопроводов будут подключаться подземно к проектному ВРП. Подключить трубопровод Ø159мм 100м от проектной ВРП до КНС.

В таблице 6.5.5 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Каратобе Южное.

Таблица 6.5.5 — Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Каратобе Южное

п/п	№ ВРП	№ скважин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	1	116	2026	114x5	1040	сталь
2	2	108	2028	114x5	1180	сталь



- проектная нагнетательная скважина



- проектный ВРП

Рисунок 6.5.3 - Схема расположения проектной нагнетательной скважины месторождения Каратобе Южное

Выводы и рекомендации

1. Существующая мощность системы ППД вполне способна обеспечить достижение проектных показателей закачки воды.
2. Для контроля за качеством закачиваемой воды необходимо проводить регулярный отбор и анализ проб. Рекомендуется предусмотреть меры по улучшению качества закачиваемой воды.
3. Согласно СТ РК 1662-2007 (пункт 4.1) для приведения качества воды системы ППД до уровня, соответствующего требованиям, должны быть проведены соответствующие технологические приемы очистки и подготовки воды.
4. Проницаемость по пластам по проектным нагнетаельным скважинам составляет №116 – 0,0003 мкм² и №108 – 0,0039 мкм². В связи с низкой проницаемостью пласта, на устьях скважин предусмотреть установки насосных агрегатов для закачки воды в пласт.

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Требования к качеству закачиваемого агента

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

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

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

По всем вариантам проектом предусмотрено бурение вертикальных эксплуатационных скважин однотипной конструкции: по рекомендуемому варианту — 6 ед. (№№ 113, 115, 117, 118, 119, 120), по варианту 1 — 3 ед. (№№ 113, 115, 117), по варианту 3 — 14 ед. (№№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129).

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

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

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

Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014 г.) с учетом опыта проводки скважин на месторождении Каратобе Южное.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервных скважин №№ 110R, 111R, 112R на месторождении Каратобе Южное:

Скважины, предназначенные для эксплуатации 1-го основного объекта:

1. I объект - верхняя пермь – казанский ярус - (P₂ kz);

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» эксплуатационные скважины №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервные скважины №№ 110R, 111R, 112R должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 508,0мм, спускается на глубину 35м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 160 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину 1500м в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с целью перекрытия хемогенного кунгурского яруса, в которых возможны течение солей, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, спускается до проектной глубины 3000м (± 250 м) и цементируется подъемом цемента до устья с установкой башмака на глубине 3000 м для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 и резервных скважин №№ 110R, 111R, 112R

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	660,4	508,0	35	до устья	ПТЦ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	160	до устья	ПТЦ-I-G-CC-I
Техническая колонна	311,15	244,5	1500	до устья	ПТЦ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3000*	до устья	ПТЦ-I-G-CC-I

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Выбор буровой установки

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение стационарных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Каратобе Южное более полно отвечает буровая установка

ZJ-40 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

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

Таблица 7.1.2 - Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин с проектной глубиной 3000м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	4,0
Бурение скважины	46,8
Крепление скважины	12,4
Освоение объектов в колонне	12,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	90,2

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопрооявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных

буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

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

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;
2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Основные параметры бурового раствора приведены в Таблице 7.1.3

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3000м.

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин)	Корк а, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	35	1,08-1,10	35-40	10-12	1,5
Полимерный	35	160	1,12-1,13	40-45	7-8	1,0
Ингибирующий полимер калиевый	160	1500	1,17-1,35	45-50	4-6	0,5
Ингибирующий полимер калиевый	1500	3000	1,17-1,19	45-55	3-5	0,5

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях.

Цементирование обсадных колон

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Каратобе Южное, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50 и типа ПЦТ-I-G-СС-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных

перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

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

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности ($1,83-1,85 \text{ г/см}^3$) на основе цемента марки ПЦТ-I-G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часа, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилтриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

В случае необходимости отбора керна в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» через каждые 5 м нефтенасыщенных толщин.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (1,2 м) и диаметра (10-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный

раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на УЭЦН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором/свабированием. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

В данной главе, согласно «Методическим рекомендациям...» [8] представлена динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели рекомендуемого варианта 2.

Обоснование проекта плана добычи нефти, нефтяного газа, объемов буровых работ и сопутствующих показателей представлено в таблицах 8.1-8.2.

Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ м/р Каратобе Южное. II вариант (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Добыча нефти всего, тыс.т	308,2	306,6	297,1	275,7	266,6	239,0	231,0	225,3	221,7	219,4	217,6	213,8
2	В том числе из: переходящих скважин	295,8	306,5	297,1	271,3	264,1	236,7	231,0	225,3	221,7	219,4	217,6	213,8
3	новых скважин	12,4	0,1	0,0	4,4	2,5	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	308,2	306,6	297,1	275,7	266,6	239,0	231,0	225,3	221,7	219,4	217,6	213,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	2	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	1	2	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	37,8	22,5	0	13,4	7,7	7,0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	328,5	328,5	0	328,5	328,5	328,5	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	3000	3000	0	3000	3000	3000	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	3,0	6,0	0	3,0	3,0	3,0	0	0	0	0	0	0
13	В т.ч.- добывающие скважины	3,0	6,0	0	3,0	3,0	3,0	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	328,5	658,8	0	328,5	328,5	329,4	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,00	17,3	14,8	0	7,4	3,3	3,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	310,1	295,8	306,5	297,1	271,3	264,1	236,7	231,0	225,3	221,7	219,4	217,6
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	310,14	313,1	321,3	297,1	278,7	267,4	240,2	231,0	225,3	221,74	219,41	217,58
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	295,75	306,5	297,1	271,3	264,1	236,7	231,0	225,26	221,74	219,41	217,58	213,78
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-14,39	-6,6	-24,2	-25,8	-14,6	-30,7	-9,2	-5,75	-3,52	-2,33	-1,83	-3,80
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,64	-2,1	-7,5	-8,7	-5,2	-11,5	-3,8	-2,49	-1,56	-1,05	-0,83	-1,75
22	Мощность новых скважин, тыс.т	13,80	16,4	0,0	4,9	2,8	2,6	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	18	20	19	20	21	22	22	22	22	22	22	22
26	В том числе нагнет, в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	18	20	19	20	21	22	22	22	22	22	22	22
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	18	20	19	20	21	22	22	22	22	22	22	22
30	Ввод скважин под нагнетание.	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
33	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	52,7	48,1	50,4	45,4	42,5	37,1	36,6	36,6	37,2	38,0	39,1	40,0
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	53,6	53,5	50,4	44,6	41,9	36,5	36,6	36,6	37,2	38,0	39,1	40,0
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	37,8	22,5	0,0	13,4	7,7	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	1,2	3,1	5,6	7,6	9,1	10,8	12,6	14,9	17,5	20,2	23,1	26,1
39	переходящих	1,2	3,1	5,6	7,7	9,2	10,9	12,6	14,9	17,5	20,2	23,1	26,1
40	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	52,11	46,66	47,60	41,96	38,64	33,07	31,96	31,17	30,68	30,36	30,11	29,58
42	переходящих	50,17	49,10	47,60	41,17	38,08	32,50	31,96	31,17	30,68	30,36	30,11	29,58
43	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	223,1	253,7	220,5	201,4	194,9	174,1	168,4	165,8	165,7	167,1	169,8	171,4
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	311,8	316,2	314,8	298,3	293,3	268,0	264,3	264,7	268,8	274,9	282,9	289,4
45	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	299,4	316,1	314,8	293,9	290,8	265,7	264,3	264,7	268,8	274,9	282,9	289,4
46	из новых скважин	12,4	0,1	0,0	4,4	2,5	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	механизированным способом	311,8	316,2	314,8	298,3	293,3	268,0	264,3	264,7	268,8	274,9	282,9	289,4
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2822,0	3138,3	3453,1	3751,3	4044,6	4312,5	4576,9	4841,6	5110,4	5385,3	5668,1	5957,5
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3133,7	3440,3	3737,3	4013,0	4279,6	4518,6	4749,6	4974,8	5196,6	5416,0	5633,6	5847,3
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,113	0,124	0,134	0,144	0,154	0,162	0,171	0,179	0,187	0,195	0,202	0,210
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	33,4	36,7	39,8	42,8	45,6	48,2	50,6	53,0	55,4	57,7	60,0	62,3
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,3	3,3	3,2	2,9	2,8	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3
53	Темп отбора от текущих, %	4,7	4,9	5,0	4,9	5,0	4,7	4,7	4,9	5,0	5,2	5,5	5,7
54	Закачка рабочего агента, тыс. м³/год	439,7	500,0	507,1	463,2	448,2	400,4	387,2	381,3	381,1	384,3	390,4	394,2
55	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³ (млн.м³)	1680,3	2180,3	2687,4	3150,6	3598,8	3999,1	4386,4	4767,6	5148,7	5533,0	5923,4	6317,6
56	Компенсация отбора: текущая, %	94,2	106,4	109,7	106,6	105,7	104,1	102,9	102,3	101,9	101,8	101,9	102,0
57	с начала разработки, %	42,6	46,9	50,8	53,9	56,5	58,6	60,5	62,1	63,6	65,0	66,4	67,6

Продолжение таблицы 8.1.1

№ п/п	Годы													
	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
1	210,5	207,2	201,9	195,2	190,1	185,1	180,4	175,3	169,9	162,8	155,3	147,9	142,0	137,0
2	210,5	207,2	201,9	195,2	190,1	185,1	180,4	175,3	169,9	162,8	155,3	147,9	142,0	137,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	210,5	207,2	201,9	195,2	190,1	185,1	180,4	175,3	169,9	162,8	155,3	147,9	142,0	137,0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	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
17	213,8	210,5	207,2	201,9	195,2	190,1	185,1	180,4	175,3	169,9	162,8	155,3	147,9	142,0
18	213,78	210,53	207,20	201,89	195,24	190,14	185,10	180,44	175,26	169,93	162,84	155,28	147,91	142,01
19	210,53	207,20	201,89	195,24	190,14	185,10	180,44	175,26	169,93	162,84	155,28	147,91	142,01	137,02
20	-3,25	-3,33	-5,31	-6,65	-5,10	-5,04	-4,66	-5,18	-5,33	-7,09	-7,56	-7,37	-5,90	-4,99
21	-1,52	-1,58	-2,56	-3,29	-2,61	-2,65	-2,52	-2,87	-3,04	-4,17	-4,64	-4,75	-3,99	-3,51
22	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
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	22	22	22	22	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	22	22	22	22	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	22	22	22	22	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
33	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	41,0	41,9	42,4	42,6	43,1	43,4	43,9	44,2	44,7	46,8	45,6	45,2	45,2	45,4
36	41,0	41,9	42,4	42,6	43,1	43,4	43,9	44,2	44,7	46,8	45,6	45,2	45,2	45,4
37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	29,0	31,6	34,1	36,6	38,9	41,0	43,1	45,2	47,4	49,6	50,6	52,6	54,5	56,3
39	29,0	31,6	34,1	36,6	38,9	41,0	43,1	45,2	47,4	49,6	50,6	52,6	54,5	56,3
40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	29,13	28,67	27,94	27,02	26,31	25,61	24,97	24,25	23,51	23,61	22,51	21,44	20,59	19,86
42	29,13	28,67	27,94	27,02	26,31	25,61	24,97	24,25	23,51	23,61	22,51	21,44	20,59	19,86
43	173,1	174,4	174,1	172,9	172,9	172,6	172,5	171,9	171,9	170,0	164,5	161,6	160,2	159,3
44	296,6	303,0	306,6	308,1	311,2	313,9	317,3	319,8	323,2	323,2	314,3	311,9	312,0	313,3
45	296,6	303,0	306,6	308,1	311,2	313,9	317,3	319,8	323,2	323,2	314,3	311,9	312,0	313,3
46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	296,6	303,0	306,6	308,1	311,2	313,9	317,3	319,8	323,2	323,2	314,3	311,9	312,0	313,3
48	6254,1	6557,0	6863,6	7171,7	7482,9	7796,8	8114,1	8433,8	8757,0	9080,2	9394,5	9706,4	10018,5	10331,8
49	6057,9	6265,1	6467,0	6662,2	6852,3	7037,4	7217,9	7393,1	7563,1	7725,9	7881,2	8029,1	8171,1	8308,1
50	0,218	0,225	0,232	0,239	0,246	0,253	0,259	0,266	0,272	0,278	0,283	0,288	0,294	0,298
51	64,6	66,8	68,9	71,0	73,0	75,0	76,9	78,8	80,6	82,3	84,0	85,6	87,1	88,5
52	2,2	2,2	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5
53	6,0	6,2	6,5	6,7	7,0	7,3	7,7	8,1	8,5	8,9	9,4	9,8	10,5	11,3
54	398,1	400,9	400,3	397,5	397,5	396,9	396,7	395,2	395,4	390,9	378,3	371,7	368,3	366,2
55	6715,7	7116,6	7516,9	7914,4	8311,9	8708,8	9105,5	9500,7	9896,1	10287,0	10665,3	11036,9	11405,2	11771,4
56	102,0	101,9	101,8	101,9	102,1	102,2	102,1	102,1	102,3	102,4	102,4	102,5	102,7	102,7
57	68,8	69,9	71,0	71,9	72,8	73,7	74,5	75,3	76,0	76,7	77,3	77,9	78,4	79,0

Таблица 8.1.2 - Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа

№ п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м ³	767,50	718,44	672,96	633,01	595,04	562,04	530,99	501,15	472,02	443,24	414,57	386,21	358,23	330,70	303,84	277,73	252,11	227,03
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. м ³	431,50	480,56	526,04	565,99	603,96	636,96	668,01	697,85	726,98	755,76	784,43	812,79	840,77	868,30	895,16	921,27	946,89	971,97
3	Газовый фактор, м ³ /т	161,7	160,0	153,1	144,9	142,4	138,1	134,4	132,5	131,4	131,2	131,8	132,7	132,9	132,9	133,0	133,7	134,7	135,5
4	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	49,83	49,06	45,48	39,95	37,97	33,00	31,05	29,84	29,13	28,78	28,67	28,36	27,98	27,53	26,86	26,11	25,62	25,08
5	Использование нефтяного газа, млн.м ³ /год	49,82	49,05	45,47	39,94	37,96	32,99	31,04	29,83	29,12	28,77	28,66	28,35	27,97	27,52	26,85	26,10	25,61	25,07
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	99,98	99,98	99,98	99,97	99,97	99,97	99,97	99,96	99,96	99,96	99,96	99,96	99,96	99,96	99,96	99,96	99,96	99,96

Продолжение таблицы 8.1.2

№ п/п	Показатели	Годы							
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	21	22	23	24	25	26	27	28
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м ³	202,52	178,65	155,29	132,77	111,21	90,53	70,50	51,06
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. м ³	996,48	1020,35	1043,71	1066,23	1087,79	1108,47	1128,50	1147,94
3	Газовый фактор, м ³ /т	135,8	136,2	137,5	138,3	138,8	139,8	141,0	141,9
4	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	24,51	23,87	23,36	22,52	21,56	20,68	20,03	19,44
5	Использование нефтяного газа, млн.м ³ /год	24,50	23,86	23,35	22,51	21,55	20,67	20,02	19,43
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	99,96	99,96	99,96	99,95	99,95	99,95	99,95	99,95

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

Согласно РД “Методическим указаниям по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений” [35] и “Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК” [2] в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;
- контроль за обводненностью нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- лабораторные исследования по совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и породой.

Цель исследований нефти и газа состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, изучении закономерностей их распределения в пределах эксплуатационного объекта, контроле за их изменением в процессе разработки.

За весь период разработки месторождения свойства пластовой нефти исследованы по 27 глубинным и 3 рекомбинированным пробам. Исследованные 3 рекомбинированные пробы оказались «непредставительными» по причине использования для рекомбинации некорректной величины промыслового газового фактора. Отобранное число и качество пластовых проб нефти по разрезу нефтяного резервуара на данном этапе изученности месторождения достаточно для обоснования начальных свойств пластовой нефти.

В дальнейшем для контроля за изменениями свойств во флюидальной системе месторождения при бурении новых скважин рекомендуется провести отбор и исследования глубинных проб нефти. При отборе новых проб пластовой нефти необходимо предусмотреть отбор не менее двух параллельных образцов и провести полный комплекс исследований.

По основным видам исследований дегазированной нефти фактическое выполнение объемов исследовательских работ удовлетворительное. Свойства нефти в поверхностных условиях в целом на дату составления отчета исследованы по 28 пробам из 11 скважин.

За данный период состав и свойства растворенного газа пластовой нефти исследованы по 33 пробам.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти. Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Ежегодный график отбора глубинных проб из нефтяных скважин должен составляться геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и в соответствии с целями и оперативными задачами, возникающими в процессе разработки.

Контроль за газовыми факторами

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, могут выполняться раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежемесячно.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом добываемого газа должен проводиться на каждой стадии сепарации с целью определения свойств газа, направленного на подготовку. Пробы газа должны отбираться один раз в квартал. Газ должен исследоваться на определение углеводородного состава и влажности.

Контроль за обводненностью продукции

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему действующему фонду скважин с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения. При росте обводненности частота замеров, как правило, увеличивается. Анализ проб осуществляется в соответствии с установленной практикой и стандартами.

Отбор и исследование дегазированных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами нефти (плотностью, вязкостью, фракционным составом и др.) рекомендуется отбирать устьевые пробы по необходимости для целей обустройства. Параметры дегазированной нефти должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Исследования проводятся в специализированных химических лабораториях.

Лабораторные исследования пластовой воды

В связи со слабой изученностью лабораторными анализами вод верхнепермских отложений P₂kz, рекомендуется в целях уточнения изменений в составах подземных вод за период эксплуатации месторождения предусмотреть отборы и лабораторные исследования проб воды из верхнепермских отложений.

Необходимо провести лабораторные исследования по совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и породой месторождения Каратобе Южное, по результатам которых будут определены критерии очистки попутно-добываемой воды в соответствии с СТ РК 1662–2007.

Рекомендуемые виды физико-химических исследований нефти и газа приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 - Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой

Виды исследований	Периодичность и охват действующего фонда скважин	Получаемая информация
Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре.	1 раз в год 3%	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.
Физико-химический анализ дегазированной нефти.		Параметры: 1) - плотность при 20 °C; 2) - вязкость при 20 °C; 3) - молярная масса; 4) - температура застывания; 5) - температура вспышки в открытом тигле (закрытом тигле); 6) - зольность; 7) - коксуемость; 8) - кислотное число; 9) - фракционный состав. Содержание: • - парафина; • - смол силикагелевых; • - асфальтенов; • - воды; • - солей; • - серы.
Отбор проб на устье для исследований	По необходимости для целей обустройства	

Анализ закачиваемой воды	1 раз в год 100%	Совместимость закачиваемой воды с породой и пластовой водой (в перспективе)
--------------------------	---------------------	---

9.2 Гидродинамические исследования по контролю за разработкой

Целями гидродинамических методов по контролю и регулированию разработки месторождения являются:

- получение необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей;
- оценка и уточнение продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- выбор оптимального режима эксплуатации скважины;
- контроль добываемой продукции;
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- оценка гидродинамической связи между скважинами, пластами, установление наличия нарушений, расчлененности пластов.

Контроль за разработкой месторождения осуществляется с целью оценки эффективности принятой системы разработки с точки зрения полноты выработки запасов нефти и достижения, утвержденного КИН и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Согласно положениям ЕПРКИН п.127, в рамках проектного документа разработана «Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах».

На месторождении с целью контроля за разработкой проводится целый комплекс мероприятий по контролю за разработкой:

- ✓ Метод восстановления давления (КВД);
- ✓ Метод восстановления уровня (КВУ);
- ✓ Исследование методом установившихся отборов (МУО);
- ✓ Замер забойных и пластовых давлений с использованием манометров;
- ✓ Замер динамических и статических уровней эхолотом;
- ✓ Учет продукции скважин путем ежедневных замеров;
- ✓ Контроль за состоянием пробуренного фонда скважин;
- ✓ Подземный и капитальный ремонт скважин.

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после ввода их из бурения или проведения ремонтных работ (в действующих добывающих и наблюдательных

скважинах), согласно проектному документу, должно осуществляться определение пластового давления в виде разовых исследований не реже одного раза в квартал.

Согласно «Методическим указаниям по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» [35] забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам (новым и после выхода из ремонта) и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал. В настоящее время забойное давление по добывающим скважинам эксплуатируемых с УЭЦН ежедневно контролируется с помощью ТМС.

Замеры дебитов, определение обводненности на месторождении проводятся согласно плану комплекса исследований по контролю за разработкой.

Основные исследования по определению пластового и забойных давлений, ГДИС, ГИС и отборы глубинных проб выполняются не в полном объеме, что не позволяет оценить текущее состояние в полном объеме. Исходя из этого, рекомендуется проводить мероприятия в соответствии с требованиями проекта.

Механизированный фонд является одним из проблемных по достижению качественных результатов по ГДИС. В первую очередь, это связано с проведением косвенных замеров давления, а именно замерами уровня жидкости в затрубном пространстве с дальнейшим пересчетом в давление. Как в работающей, так и в закрытой скважине при механизированном способе эксплуатации жидкость в затрубном пространстве сопровождается несколькими фазами, в зависимости от физических свойств нефти и степени обводнения продукции – от забоя к устью наиболее часто затрубное пространство заполняется водой, нефтью, нефтегазовой смесью или пеной и газом. Основной задачей при проведении ГДИС на таком фонде является определение уровней разделения этих фаз, оценка плотности смеси в затрубном пространстве. Для более качественной интерпретации полученных результатов уровнемеров необходимо для каждого горизонта использовать исторические статистические данные по зависимостям забойного, пластового, затрубного давлений от уровня жидкости, газосодержания, дебитов жидкости и обводненности. По возможности рекомендуется проводить на выборочных скважинах параллельные замеры со спуском глубинного манометра или использовать данные с датчиков на УЭЦН, что позволит вводить некоторые поправочные коэффициенты при пересчете эхограмм в уровни и уровней в давление при определенных условиях.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины.

При выполнении работ по снятию КВД на скважинах, насосы которых оборудованы ТМС, последовательность действий после проведения подготовительных работ следующая:

- до закрытия скважины провести замер дебита жидкости и газа в течение не менее 12 часов при стабильной работе скважины. Стабильная работа скважины определяется значением давления на приеме насоса (± 1 атм);
- задать минимально возможную периодичность замеров давления ТМС;
- далее необходимо остановить насос и закрыть манифольдную, а при необходимости и линейную задвижки;
- в режиме реального времени вести контроль за восстановлением давления на приеме насоса;
- завершение КВД обосновывается построением динамики давления в двулогарифмических координатах и согласовывается с главным геологом;
- после завершения КВД запустить скважину обратно в работу.

При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

Исследования методом восстановления уровня

Перед проведением КВУ на скважинах с ШГН в обязательном порядке выполняется динамометрирование для оценки состояния насоса и штанговой колонны. При выявлении обрыва штанг, пропуска клапанов или утечек решение о целесообразности дальнейшего исследования принимается по результатам анализа динамограммы с фиксацией в акте. На технологическом отводе затрубного пространства устанавливается автоматический эхолот, выполняется не менее трёх контрольных замеров динамического уровня с интервалом 2 минуты (допустимая погрешность между замерами — не более 2%), после чего прибор переводится в автоматический режим согласно плану работ. Остановка насоса и закрытие манифольдной и затрубной задвижек производятся одновременно, поскольку данные первых минут после остановки критически важны для интерпретации результатов. Уровень считается восстановившимся, если его значение и затрубное давление остаются стабильными в течение 3 часов. Дискретность замеров задаётся в соответствии с планом работ: I интервал — каждые 2 минуты (20 замеров), II интервал — каждые 10 минут (20 замеров), III интервал — каждые 60 минут до полного восстановления.

На скважинах с УЭЦН перед началом КВУ производится контроль дебита жидкости на замерной установке (30–60 минут), отбор поверхностной пробы, а также проверка состояния затрубного обратного клапана. На технологическом отводе устанавливается автоматический эхолот, выполняются контрольные замеры динамического уровня не менее трёх раз. При невозможности получения качественного замера решение о проведении

исследования принимает мастер по исследованию. Остановка УЭЦН и закрытие задвижек выполняются одновременно. После подтверждения слива жидкости из НКТ по снижению давления на буфере эхолот при необходимости переустанавливается на буферную задвижку и переводится в автоматический режим. Дальнейшее исследование и решение о его завершении осуществляются согласно плану работ под контролем мастера по исследованию.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления один раз в квартал не менее чем в 20% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в год, учитывая так же охват по площади залежей.

В качестве рекомендации для скважин с ШГН предлагается проведение МУО с регистрацией динамического уровня жидкости в затрубном пространстве эхолотом типа «СУДОС автомат-2». Перед началом исследования необходимо выполнить динамометрирование для подтверждения работоспособности насоса. При выявлении утечек или пропуска клапанов проведение МУО нецелесообразно. При удовлетворительных результатах динамометрирования эхолот подсоединяется к патрубку затрубного пространства и настраивается на акустические воздействия с интервалом 10 минут. На каждом режиме рекомендуется выдерживать скважину не менее 12 часов. Критерием стабилизации служит изменение дебита и устьевого давления в пределах $\pm 0,3$ – $0,5$ атм при трёхкратном замере с интервалом 2 часа. На каждом установившемся режиме производится отбор поверхностных проб добываемой продукции, после чего скважина переводится на следующий режим изменением числа качаний или длины хода плунжера. По завершении всех режимов данные с эхолота переносятся на компьютер и по зарегистрированным уровням рассчитывается забойное давление на середину интервала перфорации.

Для повышения точности определения забойного давления рекомендуется проведение МУО со спуском глубинных манометров под приём насоса силами бригады ПРС. Перед спуском выполняется тарировка манометров регистрацией атмосферного давления в течение 5–10 минут. Приборы помещаются в защитный контейнер и крепятся к нижней части компоновки насоса. После запуска насоса скважина выдерживается не менее

12 часов до стабилизации режима по тем же критериям ($\pm 0,3-0,5$ атм при трёхкратном замере с интервалом 2 часа). На каждом режиме выполняются отбор поверхностных проб и динамометрирование для контроля состояния насоса. При выявлении обрыва штанг, пропуска клапанов или недостаточного заполнения насоса исследование прекращается с обязательным оформлением акта. По завершении всех режимов бригадой ПРС поднимается компоновка насоса, манометры извлекаются и проходят повторную тарировку для контроля дрейфа нуля. Полученные данные о забойном давлении на каждом режиме используются для построения индикаторной диаграммы и определения коэффициента продуктивности скважины.

Метод взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) позволяет:

- Установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин;
- Выявить неоднородности, нарушения, разломы и т.д. на участке пласта между исследуемыми скважинами;
- Определить осредненные значения параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов в зоне выбранных пар исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом коэффициент пьезопроводности пласта определяется без использования дополнительных данных.

Технология гидропрослушивания предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления.

Возмущающей может быть либо действующая, либо простаивающая добывающая, либо нагнетательная скважина.

До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме эксплуатации не менее 10-15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (при остановке, пуске, изменении дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гидродинамического моделирования.

Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины либо за предполагаемым тектоническим разломом.

Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями не менее 10~15 суток. При выборе реагирующих скважин должны обязательно соблюдаться нижеследующие условия:

- возможность спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие связи скважины с пластом.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них контрольно-измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемости ствола с вмещающим пластом путем долива жидкости или способом «оттатривания». В скважинах с загрязненным забоем перед ГДП необходимо выполнить дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись кривых изменения давления на забое во времени. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины и продолжается в течение расчетного времени реагирования.

Данный вид исследования относится к единичным (разовым) замерам, которые выполняются при необходимости.

В таблице 9.2.1 приведен комплекс обязательных промысловых гидродинамических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах.

Таблица 9.2.1 – Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований

Мероприятия		Периодичность исследований	Охват действующего фонда скважин
1	2	3	4
Определение дебита жидкости (приемистости)	Действующие добывающие	1 раз в месяц	100%
	Действующие нагнетательные	1 раз в месяц	100%
Определение обводненности продукции	Действующие добывающие	1 раз в месяц	100%
Определение газового фактора	Действующие добывающие		
	При $R_{пл} > R_{нас}$	1 раз в год	100%
	При $R_{пл} < R_{нас}$	1 раз в месяц	100%
Измерение буферного ($R_{буф}$) и межтрубного ($R_{зат}$) давления	Действующие добывающие	2 раза в месяц	100%
	Действующие нагнетательные	1 раз в месяц	
	Наблюдательные		
Определение забойного давления $R_{заб}$	Действующие добывающие	1 раз в месяц	100%
	Действующие нагнетательные		

Продолжение таблицы 9.2.1

Определение пластового давления Рпл	<i>Действующие добывающие и нагнетательные</i>	2 раза в год	100%
	<i>Наблюдательные</i>	4 раза в год	
Исследования скважин методом восстановления давления (уровня)	<i>Действующие добывающие</i>	1 раз в год	20%
Исследования скважин методом установившихся отборов	<i>Действующие добывающие и нагнетательные</i>	1 раз в год	

9.3 Промыслово-геофизические исследования

Одним из основных источников информации о техническом состоянии скважин являются результаты геофизических исследований по ГИС-контролю, проводимых в скважинах эксплуатационного фонда добывающих скважин.

Комплекс промыслово-геофизических исследований проводится во всех новых пробуренных скважинах. Методы ГИС-контроля выполняются с соблюдением требований технической инструкции и технических рекомендаций к скважинным приборам.

В интервале вскрытого разреза проводится стандартный каротаж, ИННК, кавернометрия, гамма-каротаж (ГК) и др.

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе разработки месторождения Каратобе Южное:

- ✓ Определение текущего состояния насыщения пластов и текущего положения ВНК;
- ✓ Определения профиля притока и характера поступающего флюида, контроль охвата выработкой продуктивного разреза, изучение профилей притока пластового флюида;

В открытом стволе скважин был выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий в себя методы:

- Кавернометрия (КВ);
- Метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- Индукционный каротаж (ИК);
- Гамма-каротаж (ГК);
- Спектральный гамма-каротаж (СГК);
- Нейтронный каротаж (НК);
- Акустический каротаж (АК);

Контроль за пространственным положением ствола скважины во время бурения осуществлялся записью инклинометрии. Наличие полного современного комплекса ГИС позволило провести литологическое расчленение разреза, выделить продуктивные пласты и оценить их коллекторские свойства (коэффициенты глинистости, пористости и

насыщения). Помимо оценки подсчетных параметров, данные ГИС использовались для корреляции разрезов, определения границ пластов, последовательности и закономерности их залегания, распределения по площади.

Для оценки качества цементирования колонн проводился метод акустической цементометрии скважин (АКЦ); состояние обсадных колонн оценивалось по данным толщинометрии, электромагнитных методов: магнитно-импульсной дефектоскопии (МИД) и электромагнитной дефектоскопии (ЭМДС).

В таблице 9.3.1 приведен комплекс обязательных промысловых геофизических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах.

Таблица 9.3.1– Необходимый комплекс промысловых геофизических исследований

Мероприятия		Периодичность исследований	Охват действующего фонда скважин
1	2	3	4
Исследования профиля притока	<i>Действующие добывающие</i>	1 раз в год	50%
Исследования профиля поглощения	<i>Действующие нагнетательные</i>	1 раз в год	50%
Контроль положения ВНК и ГНК и оценка изменения нефтенасыщенности	<i>Действующие добывающие</i>	1 раз в год	10%
	<i>Наблюдательные</i>		100%
Определение технического состояния скважины	<i>Действующие добывающие и нагнетательные</i>	По необходимости	По необходимости

9.4 Контроль за межколонным давлением

Межколонное давление (далее – МКД) – избыточное давление, создаваемое межколонным флюидом внутри межколонного пространства (далее – МКП) на устье скважины. Возникновение межколонных давлений является одним из проблемных вопросов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Негерметичность крепи может быть вызвана следующими дефектами:

негерметичность резьбовых соединений обсадных колонн;

- несовершенство цементного кольца в заколонном пространстве, микро-каналы в цементном камне;
- недоподъем цемента до устья в межколонном пространстве при строительстве скважин;
- негерметичность уплотнительных элементов оборудования;
- смятие колонн под давлением текучих пород (соли, пластичные глины).
- одновременное воздействие гидродинамических и физических факторов.

Компонентный состав межколонного флюида может быть представлен углеводородным или техногенным газом, углеводородной жидкостью или нефтью, пластовой или техногенной водой. Для газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа в качестве межколонного флюида наиболее характерен углеводородный газ.

Устранить межколонные газопроявления по цементному камню полностью не удается, эксплуатация скважин с МКД в рамках предельно допустимого межколонного давления (далее – ПДД) на устье рассматривается как временный фактор перед проведением комплексных работ по ликвидации МКД в соответствии с Руководящими документами.

После внесения изменений в ПОПБ НГО от 22.11.2019 г. были включены п.469-1: «В процессе всего жизненного цикла скважины должен осуществляться контроль межколонного давления. Решение об эксплуатации скважины с межколонным давлением принимается руководителем организации на основании результатов исследований и оценки рисков, связанных с эксплуатацией скважины».

В связи с этим в целях сохранения эксплуатационного фонда скважин актуальным является вопрос поиска и внедрения оптимальных способов управления и ликвидации МКД. В настоящее время существует 2 основных способа ликвидации МКД:

1. Классический способ.

С помощью геофизических исследований скважин (далее – ГИС) определяется источник возникновения избыточного давления, после на этой глубине производится перфорация для создания специальных отверстий с целью закачки тампонирующего изоляционного состава (микроцементы, полимерные материалы, отверждающиеся составы, смолы и т.д.).

2. Гравитационный способ.

После определения источника возникновения МКД в межколонное пространство с устья скважины продавливается жидкость высокой плотности, без твердой фазы в целях создания достаточного гидростатического давления для сдерживания флюида, поступающего из пласта. При этом необходимо знать, значения давления гидроразрыва (или открытия трещин) породы в целях предупреждения и предотвращения поглощений, и максимальные допустимые давления обсадных колонн.

Данные рекомендации разработаны с учетом результатов научно-исследовательских работ и опыта, накопленного специалистами компании ТОО "КМГ Инжиниринг", и направлены на обеспечение промышленной и экологически безопасной эксплуатации месторождения Каратобе Южное.

Схема реализации методических рекомендаций представлена на рисунке 9.4.1.

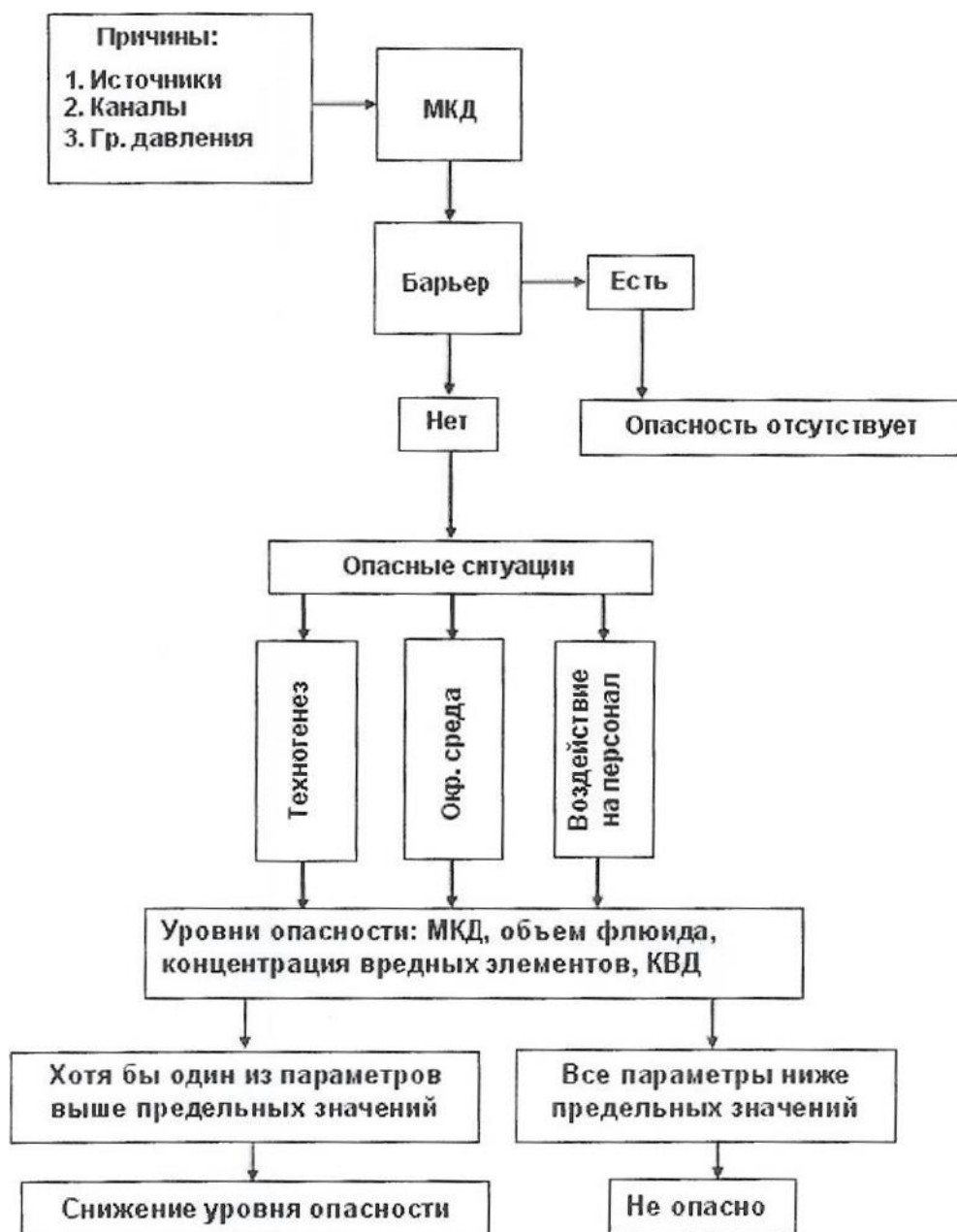


Рисунок 9.4.1 – Схема реализации методики анализа рисков от скважин с МКД

Необходимым и достаточным условием возникновения межколонных давлений являются:

- наличие источника давления, независимо от того, где он расположен (флюидосодержащие породы, защемлённые зоны в цементном кольце, соседние кольцевые пространства);
- наличие канала, соединяющего источник (источники) с устьем МКП, независимо от того, где они расположены (в цементном кольце, в устьевых уплотнениях, в резьбовых соединениях, и т.д.);
- наличие градиента давления между источником и устьем.

Примечание:

На образование источника МКД могут также оказывать влияние и природные факторы, вызывающие физико-химические процессы во флюид проводящих каналах, в том числе и изменение температуры по стволу скважины во время изменения режимов ее работы.

При отсутствии хотя бы одного из перечисленных условий, МКД в скважинах не образуется.

Наличие герметичных барьеров в скважине с МКД предотвращает выход флюида из МКП за её пределы. В этом случае опасная ситуация отсутствует.

Опасные ситуации возникают тогда, когда МКД превышают предельно допустимые значения, так как повышается риск потери герметичности скважинных барьеров.

Разрушение скважинных барьеров приводит к созданию опасной ситуации, связанной с неконтролируемым выходом флюида за пределы скважины и негативным воздействием на окружающую среду, персонал и образованием техногенных залежей.

Ущерб от выхода флюида за пределы скважины будет пренебрежимо малым, если уровни опасности (объемы жидкости и газа, концентрация H_2S) будут ниже предельно допустимых значений, что соответствует допустимому риску.

Если хотя бы один из параметров превысит предельно допустимое значение, то проводятся мероприятия по его снижению до безопасной величины.

Снижение уровня опасности проводится по индивидуальной программе, составленной отдельно для каждой скважины, с учетом ее текущего состояния, ранее проведенных исследований и работ по снижению/ликвидации МКД.

Принимая во внимание серьезность природы возникновения устойчивых межколонных давлений, выполняются мероприятия по их выявлению, оценки риска, его снижения и ликвидации. Выполнение мониторинга, замеров давления в межколонном пространстве является важной частью процесса определения типа давления и диагностики его источника. Мониторинг производится различными методами, включая использование электронных систем, установку датчиков давления на каждой колонной головке межколонного пространства для непрерывного мониторинга, либо оснащением каждого межколонного пространства манометрами по мере необходимости.

На вновь запущенных в эксплуатацию скважинах проводится наблюдение за температурным расширением флюидов. До запуска скважины подготавливается план работ по стравливанию давления для контроля температурного расширения флюидов. Мониторинг скважин, зарегистрированных как имеющие устойчивое межколонное давление, проводится не реже одного раза в месяц. Скважины, которые эксплуатируются с

наличием межколонного давления от температурного расширения наблюдаются согласно графику организации-оператора.

После завершения диагностики, в случае появления перетоков межколонных давлений, скважина оформляется на капитальный ремонт согласно диагностической блок-схеме на рисунке 9.4.2.

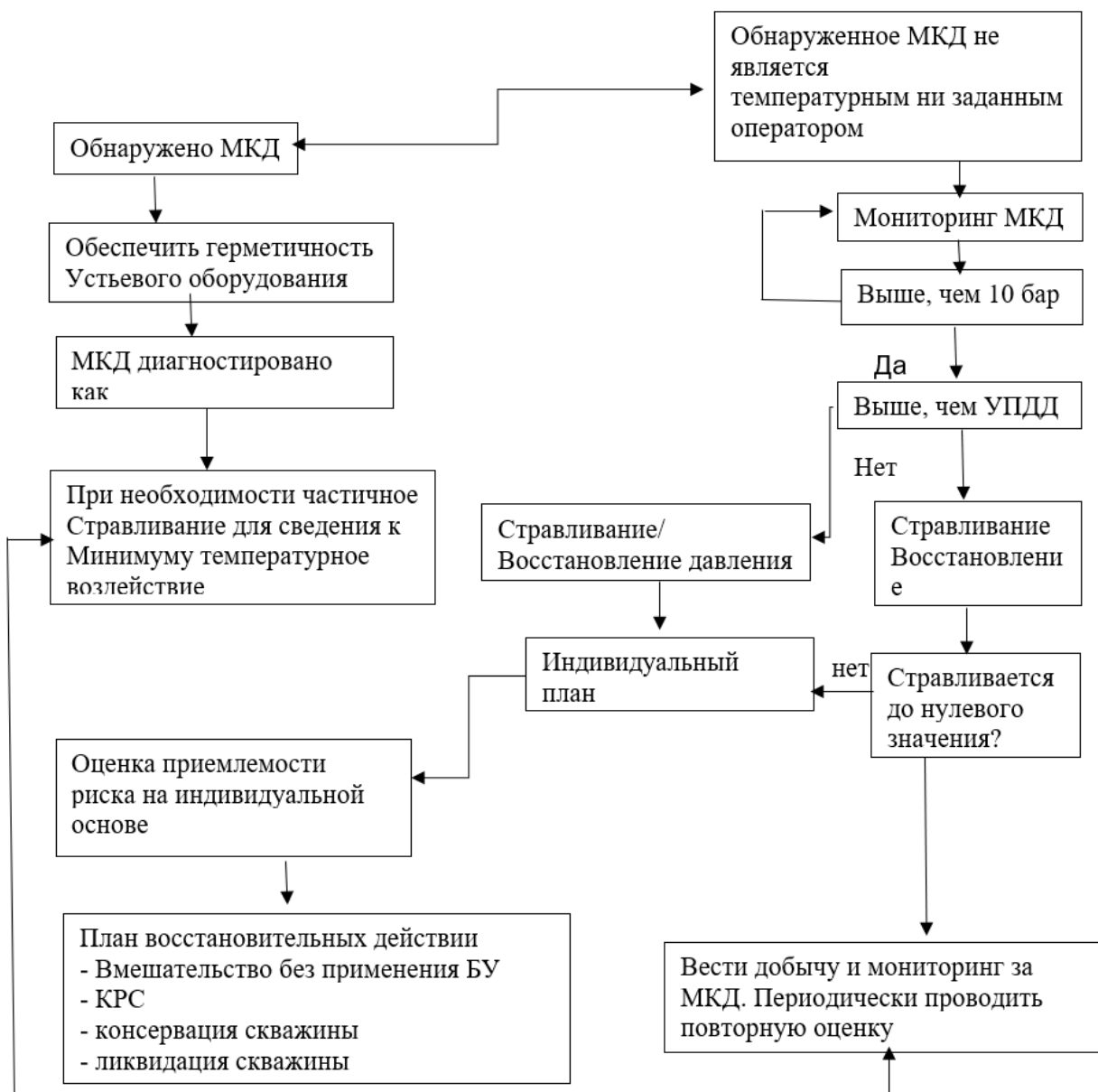


Рисунок 9.4.2 – Диаграмма процесса управления межколонными давлениями

Управление межколонными давлениями

1. Присутствие межколонного давления не указывает на неприемлемо высокий риск безопасной эксплуатации скважин. Обсадные колонны рассчитаны выдерживать определенные давления и поэтому установленные значения устьевого предельно допустимое давление (УПДД) помогают свести к минимуму риск, связанный с межколонными давлениями, обеспечивая безопасные показатели эксплуатации скважин. организация-оператор принимает меры по управлению потенциальными рисками и

разрабатывает Индивидуальный План Действий по скважине (далее - ИПДС), проиллюстрированных в блок-схеме на рисунке 9.4.3.

2. Приемлемые критерии в настоящих методических рекомендациях определяются тремя основными параметрами:

- скважины с межколонным давлением до 10 бар представляют незначительный риск и подлежат мониторингу;
- скважины с межколонным давлением выше 10 бар подлежат дальнейшему изучению для определения того, что барьеры безопасности скважинного контроля эффективны;
- установленное значение УПДД для межколонных пространств представляет приемлемый технический риск.

3. При необходимости в отдельных случаях выполняется оценка риска для того, чтобы определить приемлемость риска по каждой индивидуальной скважине.

Для исследования причин и параметров межколонного давления применяются диагностические методы:

- а) Текущий мониторинг скважин;
- б) Контроль и исследование затрубного давления;
- в) Опрессовка уплотнений устьевого оборудования;
- г) Стравливание межколонного давления, анализ кривых падения и восстановления давления;
- д) Отбор и анализ флюида;
- е) Геофизические исследования.

Индивидуальный план / программа действий по скважине

После проведения серии работ по диагностике и выявлению возможного источника МКД организацией-оператором разрабатывается и утверждается ИПДС.

ИПДС может включать следующие элементы:

- дальнейшая диагностика;
- периодический мониторинг на приемлемость критериев; план стравливания давления;
- планы мероприятия по снижению рисков при работе скважины, в том числе;
- планы по снижению и ликвидации МКД;
- ремонтные работы на скважине.

Оценка приемлемости риска

Для снижения рисков, связанных с МКД, проводится оценка риска на приемлемость значений. Скважины, не отвечающие приемлемым значениям МКД, оцениваются на

индивидуальной основе. В таких случаях, подробная оценка устойчивое межколонное давление (УМКД) проводится на предмет:

- потенциальных нежелательных происшествий, таких как потеря контроля за скважиной;
- вероятности происхождения таких происшествий;
- серьезности потенциальных последствий.

Методы оценки риска могут включать качественные и количественные методы, такие как:

- анализ возможных вариантов;
- анализ эксплуатационных характеристик и опасных факторов;
- анализ видов и последствий отказов;
- анализ диагностического дерева отказов.

При проведении анализа возможных вариантов рассматривается сценарий потери контроля за скважиной вследствие МКД или различных событий, связанных с извлечением подземного оборудования, инцидентов, которые создают ситуации повышенного риска. Возможные последствия таких событий рассматриваются с учетом риска для персонала, воздействия на окружающую среду и повреждения оборудования.

Разделение фонда скважин на группы опасности

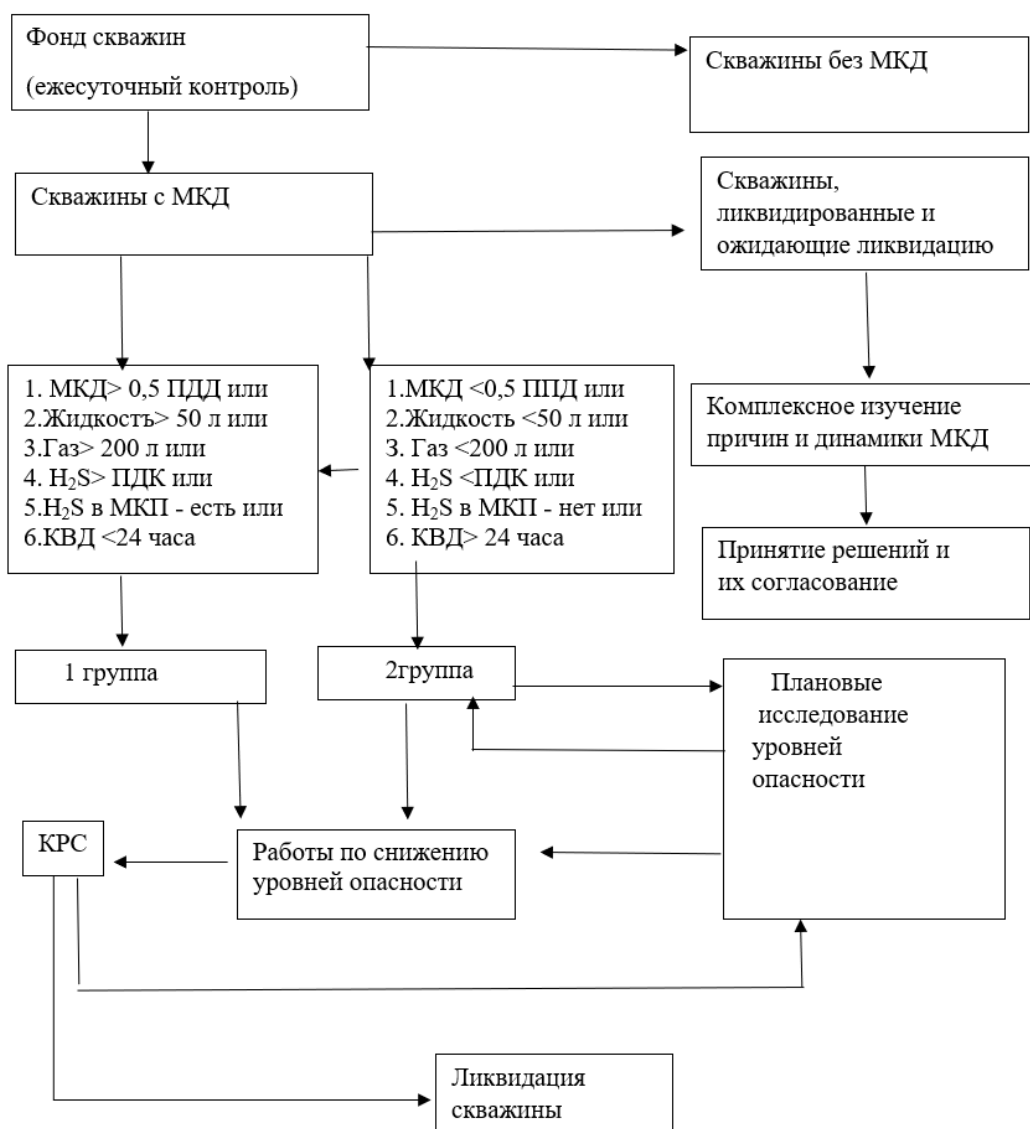


Рисунок 9.4.3 – Процедура разделения скважин по группам опасности и перевода из одной группы в другую

Процедура перевода скважин с МКД из одной группы в другую

Для перевода скважин первой группы (повышенного риска) во вторую группу, на скважинах первой группы проводят мероприятия по снижению уровня опасности до допустимого.

1. Мероприятия в скважинах, отнесенных к 1 группе (с повышенным риском):

- Если какой-либо хотя бы один из диагностических параметров превышает уровень опасности, то в такой скважине проводят мероприятия по его снижению до безопасной величины и при получении положительных результатов скважину переводят из первой группы во вторую.

- В случае невозможности снижения диагностических параметров до безопасной величины скважина передается в КРС.

- При получении положительных результатов после КРС, скважину переводят во вторую безопасную группу и проводят дополнительные исследования с составлением Акта.

- Если при проведении КРС снизить опасный параметр не удастся, то рассматривают вопрос о ликвидации скважины.

2. Мероприятия в скважинах, отнесенных к 2 группе (с допустимым риском):

- К данной группе отнесены все скважины, в которых все диагностические параметры ниже допустимых уровней.

- По КВД устанавливают время проведения следующих диагностических измерений.

- После истечения установленного срока в скважине проводят повторные исследования всех опасных параметров.

- Если все параметры сохранили допустимые значения, скважина остается во второй группе. Составляют Акт выполненных работ и определяют новые сроки выполнения диагностических исследований.

В случае обнаружения роста какого-либо параметра выше допустимого уровня, в скважине проводятся мероприятия по его снижению.

- Если удалось снизить уровень опасности, то скважина переходит в II группу, составляется Акт с новыми сроками проведения плановых исследований.

- Если мероприятия по снижению опасного уровня не дали положительных результатов, то скважина передается в КРС.

- При получении положительного результата в скважине проводят диагностические исследования, составляют Акт и переводят ее во 2-ю группу. Если при проведении КРС опасный параметр снизить не удалось, то рассматривают вопрос о ликвидации скважины.

Вывод: Мероприятия, проводимые в скважинах по снижению уровней риска, позволяют предотвратить в будущем образование опасных ситуаций в случае разгерметизации устьевых уплотнений и неконтролируемого выхода флюида за пределы скважины.

Мероприятия по предупреждению возникновения межколонных давлений и снижению уровней опасностей

1. Стравливание межколонного давления.

Применяют стравливание давления из МКП скважин как отдельный вид мероприятий по управлению скважинами с межколонным давлением. Этот способ применяется для разгрузки водоносных пропластков, разгрузки межколонного пространства (МКП) от флюидов, оставшихся в процессе цементирования, а также с целью предотвращения развития МКД до опасных значений для эксплуатационной колонны и уплотнений устьевого оборудования, например, при пуске скважины в эксплуатацию.

В некоторых случаях, стравливание жидкой фазы межколонного флюида может снизить величину противодействия на пласт и привести к росту МКД с последующим

поступлением свежих порций агрессивного флюида, вызывающего дополнительную коррозию колонны и разрушение цементного камня. Поэтому к стравливанию давления в МКП следует прибегать в следующих случаях:

- 1) Во время проведения исследований по определению диагностических параметров межколонного пространства;
 - 2) При проведении работ по ликвидации МКД методом стравливания;
 - 3) Когда давление в МКП превысило предельно допустимое значение.
2. Ликвидация МКД методом устьевых закачек.

Устьевые закачки проводятся для создания в поровом пространстве МКП гидростатического противодействия на источник притока путем гравитационного замещения газообразного флюида закачиваемой жидкостью.

Технология осуществляется путем нагнетания через устьевые отводы колонной головки жидких коррозионно-пассивных или щелочесодержащих составов с высокой смачивающей и проникающей способностью. Постепенно заполняя поровую структуру цементного камня, вертикальные каналы и микрозазоры в МКП, закачиваемая жидкость нейтрализует кислые газообразные продукты и оттесняет газы в нижерасположенные зоны, одновременно снижая МКД за счет увеличения противодействия на источник давления.

При этом применяются рассолы высокой плотности (NaCl , CaCl_2 , HCOOK). Перед применением, составы на основе указанных рассолов обрабатываются ингибитором коррозии, биоцидом и нейтрализатором H_2S . На скважинах с высокой приемистостью в МКП задавливают различные вязкоупругие составы или специальные герметики.

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к «Дополнению к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» службой экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02354Р от 15.12.2021 года, на основании следующих документов:

Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021г №400-VI ЗРК.

Природно-климатическая характеристика района

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года — январь и февраль, когда температура опускается до $-30-35^{\circ}\text{C}$. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до $+30+40^{\circ}\text{C}$. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через $+15^{\circ}\text{C}$ (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет $+22+24^{\circ}\text{C}$.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже -25 и ветре более 6 м/с. В особо морозные зимы температура опускается до -40°C .

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района месторождения Каратобе Южное Актюбинской области Байганинский район представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Карауылкелди 2025 г.

Таблица 10.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (XII)	$-14,4^{\circ}\text{C}$
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VIII)	$+31,3^{\circ}\text{C}$
Годовое количество осадков за холодный период года (XI-III)	84,4 мм
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	153,2 мм
Среднее число дней с пыльными бурями:	8,4 дней
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	8 м/с

Таблица 10.2 - Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

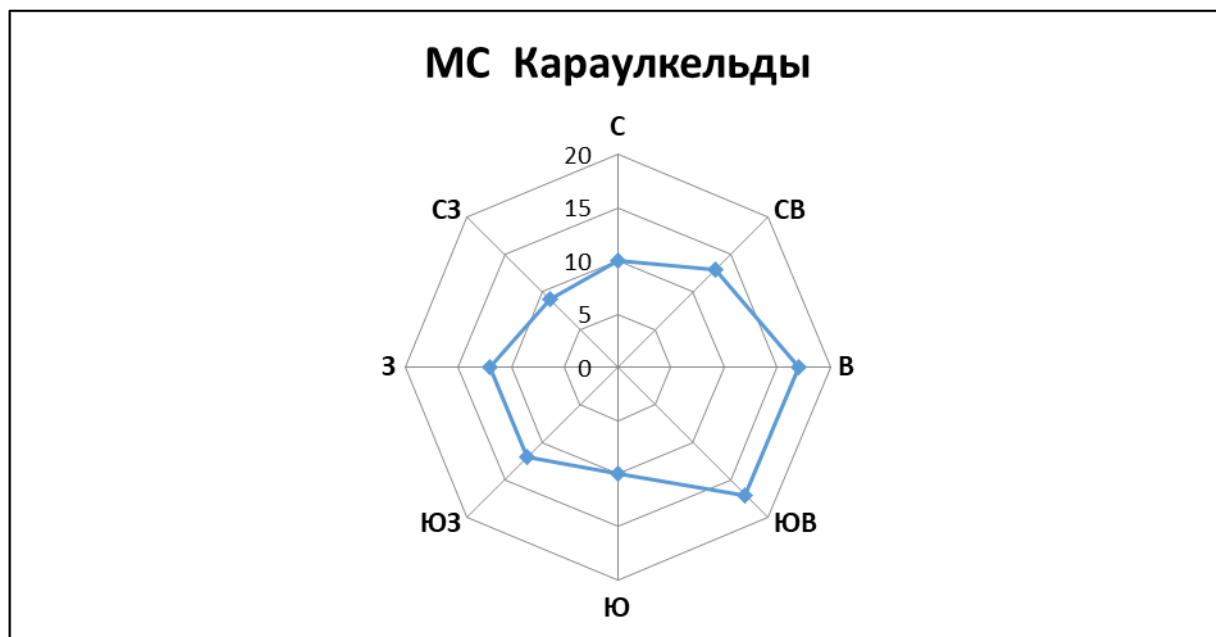
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3,7	5,5	1,3	5,4	4,8	3,8	3,4	3,9	2,8	4,8	6,8	6,7	4,7

Таблица 10.3 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, 0С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Сред.	-10,2	-10,0	-3,0	10,5	17,7	23,2	25,7	23,2	14,7	7,3	2,6	7,0

Таблица 10.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Среднее	10	13	17	17	10	12	12	9

**Рисунок 10.1 - Роза ветров**

Современное состояние окружающей среды

Согласно статье 182 Экологического Кодекса РК №400-VI ЗРК от 02.01.2012г операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Анализ современного состояния атмосферного воздуха

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля соблюдения нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха.

Отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Каратобе Южное за 2025г проводил ТОО «ЦентрЭксперт Групп» по программе мониторинга, утвержденной государственными контролирующими органами.

Целью мониторинга атмосферного воздуха являлось получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, на границе СЗЗ.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны представлены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация	Фактическая концентрация мг/м ³			
			I кв	II кв	III кв	IV кв
Месторождение Каратобе Южное Граница СЗЗ Север (475321 ; 564934)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,058	0,051	0,045	0,038
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0038	0,0032	0,0025	0,0028
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	1,48	1,34	1,28	1,22
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,041	0,032	0,025	0,021
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,062	0,053	0,046	0,039
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	12,6	8,4	7,1	6,5
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	7,4	5,3	6,1	5,8
Месторождение Каратобе Южное Граница СЗЗ Северо-запад (475321 ; 564934)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,064	0,058	0,052	0,042
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0041	0,0036	0,0026	0,0024
	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	1,33	1,25	1,16	1,23
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,049	0,037	0,031	0,028
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,071	0,062	0,052	0,046
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	14,2	4,6	5,3	6,4
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	6,8	5,6	5,4	5,1
Месторождение Каратобе	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,045	0,041	0,038	0,032
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0045	0,0034	0,0047	0,0038
	Углерод оксид (Оксид углерода,	5	1,27	1,16	1,11	1,18

Южное Граница СЗЗ Запад (475321 ; 564934)	Угарный газ)					
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,051	0,041	0,025	0,032
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,058	0,045	0,052	0,041
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	17,6	7,9	8,4	7,6
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	5,4	7,1	6,2	5,6
Месторождение Каратобе Южное Граница СЗЗ Юго-Запад (475321 ; 564934)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,053	0,038	0,025	0,028
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0052	0,0043	0,0036	0,0031
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	1,32	1,25	1,16	1,21
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,047	0,036	0,031	0,028
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,063	0,036	0,043	0,034
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	15,7	5,7	6,4	6,8
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	7,3	6,4	5,3	4,7
Месторождение Каратобе Южное Граница СЗЗ Юг (475321 ; 564934)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,042	0,021	0,027	0,033
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0038	0,0025	0,0029	0,0032
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	1,32	1,14	1,23	1,29
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,041	0,025	0,024	0,032
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,074	0,045	0,036	0,036
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	14,1	4,6	5,2	5,7
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	5,2	5,8	4,5	5,8
Месторождение Каратобе Южное Граница	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,061	0,038	0,031	0,028
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0035	0,0028	0,0033	0,0043
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	1,54	1,36	1,25	1,21
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,032	0,024	0,025	0,036

СЗЗ Юго-восток (475321 ; 564934)	Сернистый газ, Сера (IV) оксид)					
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,068	0,052	0,046	0,038
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	13,4	3,9	4,3	4,9
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	6,9	5,1	4,8	4,6
Месторождение Каратобе Южное Граница СЗЗ Восток (475321 ; 564934)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,056	0,024	0,027	0,024
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0048	0,0036	0,0031	0,0038
	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)	5	1,43	1,24	1,18	1,23
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,035	0,018	0,022	0,028
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,056	0,041	0,038	0,025
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	16,6	6,7	5,6	5,4
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	5,8	4,8	4,2	4,9
Месторождение Каратобе Южное Граница СЗЗ Северо-восток (475321 ; 564934)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,049	0,032	0,026	0,027
	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,0039	0,0027	0,0024	0,0027
	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)	5	1,48	1,16	1,14	1,27
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,029	0,021	0,018	0,035
	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,067	0,038	0,034	0,031
	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	14,9	5,5	5,1	5,3
	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	6,7	5,3	6,7	5,6

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Каратобе Южное, показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ в 2025г по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти;
- Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).
- Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;
- аварийное сжигание газа на площадках скважин при испытаниях с применением специальных устройств, обеспечивающих более полное и бездымное сгорание;
- оборудование факельного стояка устройствами против затухания пламени.
- Мероприятия по регулированию выбросов (согласно РНД 211.2.02.02-97) при НМУ разрабатывается в двух режимах:
- - по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 10%:
- усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента работы оборудования;
- исключение работы вышеуказанного оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль над работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическими процессами;
- работа оборудования на предварительно подготовленном запасе высококачественного сырья для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу.
- - по второму режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 30%:
- снижение производительности (щадящий режим);

- ограничение движения и использование автотранспорта по территории;
- сокращение времени движения автотранспорта на переменных режимах и запрещение работы двигателей внутреннего сгорания на холостом ходу.

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод

Гидрография района месторождения Южное Каратобе представлена временными водотоками и сухими руслами, наполняющимися только в период снеготаяния. Постоянная речная сеть непосредственно на участке отсутствует. Ближайшей крупной водной артерией является река Жем (Эмба), протекающая к северу от месторождения.

В гидрологическом отношении район приурочен к восточной части Прикаспийского артезианского бассейна. Геологическое строение территории, осложненное солянокупольной тектоникой (структура Каратобе), предопределило крайне сложные гидрогеологические условия. Основными факторами, формирующими химический состав подземных вод, являются засушливый климат с высокой испаряемостью и литологический состав водовмещающих пород.

Тектонические условия района создают возможность вертикальной миграции высокоминерализованных вод (рассолов) из глубоких горизонтов по зонам разломов, что приводит к засолению вышележащих водоносных пластов. Движение подземных вод затруднено, а связь отдельных горизонтов с областями питания ограничена, что обуславливает их высокую минерализацию и застойный режим.

Современное состояние водных ресурсов

Задачами мониторинга вод в 2025г является наблюдение за изменением качественных показателей, а также контроль соответствия их с санитарно-гигиеническими требованиями. Целью мониторинга подземных вод является получение информации о качественном составе подземных вод в результате антропогенной деятельности в процессе проведения работ на месторождении Каратобе.

Отбор проб в отчетный период проводился с учетом действующих методик отбора проб воды и с учётом действующих методов полевых экологических исследований.

Результаты мониторинга воздействия на водные ресурсы представлены в таблице 10.6.

Поверхностные воды представлены водами реки Жем. В соответствии с программой ПЭК наблюдения за состоянием поверхностных вод производится в 2 и 3 квартале 2025г.

В связи с отсутствием действующих нормативов предельно-допустимых концентраций подземных вод не питьевого назначения, уровень загрязнения подземных вод определен путем сопоставления полученных результатов с данными аналогичного периода.

Таблица 10.6 - Результаты мониторинга подземных вод II и III квартал 2025г

Наименование загрязняющих веществ	НД на методы	Норма по НД	Фактически полученные Данные мг/дм ³	Наименование загрязняющих веществ	НД на методы	Норма по НД	Фактически полученные Данные мг/дм ³
01	02	03	04	01	02	03	04
II квартал				III квартал			
рН водородный показатель, ед. рН	СТ РК ISO 10523- 2013	6-9	6,54	рН водородный показатель, ед. рН	СТ РК ISO 10523- 2013	6-9	6,70
Нерастворимые в воде вещества	№KZ.06.01.00492- 2022	не более 1,5	0,052	Нерастворимые в воде вещества	№KZ.06.01.00492- 2022	не более 1,5	0,055
Азот аммонийный	ГОСТ 33045-2014 п.5	не более 2,0	н/о	Азот аммонийный	ГОСТ 33045-2014 п.5	не более 2,0	н/о
Нитраты	ГОСТ 33045-2014 п.9	не более 45	1,60	Нитраты	ГОСТ 33045-2014 п.9	не более 45	1,66
Нефтепродукты (суммарно)	ПНД Ф 14.1:2:4.128- 98	не более 0,1	0,030	Нефтепродукты (суммарно)	ПНД Ф 14.1:2:4.128- 98	не более 0,1	0,038
Фенолы	ПНД Ф 14.1:2:4.182- 02	не более 0,001	н/о	Фенолы	ПНД Ф 14.1:2:4.182- 02	не более 0,001	н/о
Железо общее	№KZ.06.01.00496- 2022	не более 0,3	0,03	Железо общее	№KZ.06.01.00496- 2022	не более 0,3	0,05
Хлориды	№KZ.06.01.00494- 2022	не более 350	13,0	Хлориды	№KZ.06.01.00494- 2022	не более 350	14,0
Сульфаты	№KZ.06.01.00508- 2022	не более 500	4,9	Сульфаты	№KZ.06.01.00508- 2022	не более 500	5,3
Медь	ГОСТ 4388-72	не более 1,0	0,0354	Медь	ГОСТ 4388-72	не более 1,0	0,0363
Цинк	ГОСТ 18293-72	не более 5,0	0,055	Цинк	ГОСТ 18293-72	не более 5,0	0,058
Сухой остаток	ГОСТ 26449.1-85 п.3	не более 1000	53,5	Сухой остаток	ГОСТ 26449.1-85 п.3	не более 1000	53,0
Калий	ГОСТ 26449.1-85 п.18,2	не норм/ся	41,1	Калий	ГОСТ 26449.1-85 п.18,2	не норм/ся	40,7
Натрий	ГОСТ 26449.1-85 п.17,2	не более 200,0	14,0	Натрий	ГОСТ 26449.1-85 п.17,2	не более 200,0	13,0

Вывод: По результатам проб, отобранных с наблюдательных скважин, нельзя говорить о превышениях ПДК, так как подземные воды не нормируются.

Водопотребление и водоотведение

Работающие должны быть обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождении Южное Каратобе для питьевых нужд будет использоваться бутилированная вода (подрядчик будет определен по результатам тендера).

Водопотребление для технических нужд планируется осуществлять из водозаборных скважин.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на месторождении, вывозятся также согласно договору со специализированной организацией.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Анализ образования объёмов отходов производства и потребления

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами имеет негативное последствие для компонентов природной среды, в первую очередь для почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности экоцида.

В процессе производства на территории месторождения Южное Каратобе образуются различные виды производственных и коммунальных отходов. Образующиеся производственные отходы и коммунальные отходы временно размещаются на территории месторождения в специальных герметичных контейнерах, далее вывозятся специализированными организациями согласно договору.

В целях защиты окружающей среды от загрязнения отходами производства предусматриваются следующие мероприятия:

- применение технологий утилизации отходов;

- производить сбор и временное хранение отходов только в специально оборудованных емкостях и на специально отведенных площадках с изолированным покрытием;
- производить четкую организацию учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- проводить техническую и биологическую рекультивацию почв, направленную на сокращение сроков восстановления загрязнённой природной системы;
- осуществлять мониторинг почв, включающий обследование механического, физического и химического состояния и др.

Анализ современного состояния почвенного покрова

Рассматриваемая территория расположена в подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе или в сочетании с такырами и солончаками под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены сочетания разновидностей светло-каштановых различной степени засоленности. Светло каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незаселенные, так засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05 мм).

Пойменные луговые светло-каштановые почвы получили ограниченное распространение, встречаются одним контуром по сухому руслу реки Атжаксы. Солонцы светло-каштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светло каштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Формируются в долине реки Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

Мониторинг состояния почв

Цель мониторинга почвенно-растительного покрова – получение аналитической информации о состоянии почв для оценки качества. Наблюдения за загрязнением почв на объектах устанавливаются на границе санитарно-защитной зоны по четырем сторонам света и у источников загрязнения, с подветренной стороны, пробы отбирались 2 раза в год глубиной 0-20 см. Результаты мониторинга представлены в таблице 10.7.

Таблица 10.7 - Результаты мониторинга почвы за II и III квартал 2025г

Наименование загрязняющих веществ	НД на методы	Норма по НД	Фактически полученные Данные мг/дм ³			
			Граница СЗЗ			
			Точка №1	Точка №2	Точка №3	Точка №4
01	02	03	04	05	06	07
II квартал						
рН водородный показатель, единицы рН	ГОСТ 26423-85	Не нормируется	7,25	7,38	7,41	6,33
Сульфаты в водной вытяжки, %	ГОСТ 26426-85	Не нормируется	6,22	4,2	4,3	3,2
Хлориды в водной вытяжки, %	ГОСТ 26425-85	Не нормируется	6,21	5,19	6,28	6,44
Бикорбанаты в водной вытяжки, %	ГОСТ 26424-85	Не нормируется	1,21	0,38	0,35	0,30
Нитраты в солевой вытяжки, мг/кг	ГОСТ 26488-85	Не нормируется	0,12	0,065	0,013	0,010
Нефтепродукты, мг/кг	ПНД Ф 16.1:2:21-98	Не нормируется	0,022	0,25	0,23	0,20
Подвижные соединения железа, мг/кг	ГОСТ 27395-87	Не нормируется	255,0	195,7	102,3	100,6
Кобальт, мг/кг	СТ РК ГОСТ Р 50683-2008	Не нормируется	12,0	4,22	4,38	5,3
Цинк, мг/кг	ГОСТ Р 50686-94	Не нормируется	9,0	4,6	2,6	1,2
Медь, мг/кг	СТ РК ГОСТ Р 50683-2008	Не нормируется	4,3	3,08	3,00	1,2
Органическое вещество, %	ГОСТ 26488.10-88	Не нормируется	1,2	0,65	0,67	0,25
III квартал						
рН водородный показатель, единицы рН	ГОСТ 26423-85	Не нормируется	7,36	7,34	7,48	6,35
Сульфаты в водной вытяжки, %	ГОСТ 26426-85	Не нормируется	6,29	4,3	4,5	3,8
Хлориды в водной вытяжки, %	ГОСТ 26425-85	Не нормируется	6,36	5,28	6,30	6,45
Бикорбанаты в водной вытяжки, %	ГОСТ 26424-85	Не нормируется	1,28	0,43	0,38	0,37
Нитраты в солевой вытяжки, мг/кг	ГОСТ 26488-85	Не нормируется	0,18	0,063	0,015	0,018
Нефтепродукты, мг/кг	ПНД Ф 16.1:2:21-98	Не нормируется	0,025	0,26	0,28	0,21
Подвижные соединения железа, мг/кг	ГОСТ 27395-87	Не нормируется	256,0	200,1	103,3	105,0
Кобальт, мг/кг	СТ РК ГОСТ Р 50683-2008	Не нормируется	11,0	4,28	4,33	5,4
Цинк, мг/кг	ГОСТ Р 50686-94	Не нормируется	9,2	4,8	2,9	1,9
Медь, мг/кг	СТ РК ГОСТ Р 50683-2008	Не нормируется	4,0	3,05	3,07	1,3
Органическое вещество, %	ГОСТ 26488.10-88	Не нормируется	1,1	0,61	0,63	0,29

Содержание нефтепродуктов в почве не нормируется и находится в пределах 0,026-0,75 мг/кг.

Анализ современного состояния растительного и животного мира

Рассматриваемая территория Байганинского района характеризуется преобладанием пустынных и полупустынных сообществ. Основной фон формируют полынно-солянковые ассоциации с доминированием полыни белоземельной (*Artemisia terrae-albae*) и биюргуна (*Anabasis salsa*). Субдоминантами выступают ксерофитные полукустарники (кокпек — *Atriplex cana*, ежевник — *Anabasis aphylla*). На песчаных массивах (пески Сам и др.) широко развиты псаммофитные сообщества с участием джужгуна (*Calligonum*), песчаной акации и кияка (*Leymus racemosus*). В понижениях рельефа и по берегам временных водотоков присутствуют заросли гребенщика (тамарикса) и чия блестящего (*Achnatherum splendens*).

Эти сообщества характеризуются специфическим видовым составом, адаптированным к экстремальному дефициту влаги. На бурых пустынных и солонцеватых почвах распространены полынно-биюргуновые и полынно-боялычевые сообщества. На участках, подверженных интенсивному выпасу и техногенному воздействию, наблюдается обеднение видового состава (до 5–7 видов) и замена кормовых злаков сорными видами полыней и эфемеров. Из разнотравья обычны ириски (*Iris tenuis*), кермек Гмелина (*Limonium gmelinii*) и солянки. В весенний период в пустынных экосистемах активно развивается синюзия эфемеров и эфемероидов (мятлик луковичный — *Poa bulbosa*, осока пустынная — *Carex pachystylis*). Среди редких видов на территории района могут встречаться Тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) и Тюльпан Борщова (*Tulipa borszczowii*), занесенные в Красную книгу Республики Казахстан.

Животный мир района представлен видами пустынного комплекса и включает около 3 видов земноводных, 25 видов пресмыкающихся, около 190 видов птиц и более 35 видов млекопитающих. Фауна земноводных крайне бедна из-за аридности климата и дефицита пресных водоемов. Она представлена преимущественно зеленой жабой, способной использовать временные лужи для размножения. Пресмыкающиеся отличаются высоким разнообразием, составляя значительную часть герпетофауны республики. Из ящериц наиболее многочисленны ушастая круглоголовка, такырная круглоголовка и быстрая ящурка. Из змей встречаются стрела-змея, щитомордник и степной удавчик. Распределение герпетофауны тесно привязано к типам почв: песчаные виды локализованы в массивах песков, а петрофильные — на чинках плато.

Орнитофауна района насчитывает около 190 видов. Территория имеет статус важного миграционного коридора для птиц, следующих к побережью Каспийского моря. На зимовке встречаются беркут, филин, черный жаворонок. Состав пролетных птиц наиболее богат весной (апрель–май) и осенью. В полосе чинков и останцов (Актолагай)

гнездятся редкие хищные птицы: балобан, стервятник и курганник. В пустынных биотопах встречаются саджа и чернобрюхий рябок.

На территории Байганинского района обитают следующие виды млекопитающих: волк, корсак, лисица, степной хорек, заяц-толай. Грызуны представлены большой песчанкой, малым сусликом и разнообразными тушканчиками. К числу особо охраняемых видов относится устьуртская популяция сайгаков, для которой территория района является местом сезонных миграций и охота. Также в районе могут встречаться виды птиц, занесенные в Красную книгу РК: дрофа-красотка (джек), степной орел и беркут. Река Эмба, протекающая по территории района, в летний период часто фрагментируется, что требует особого внимания к сохранению ее русловых плесов как единственных водоемов для диких животных. При проведении работ в летний период и во время весенних миграций необходимо учитывать фактор беспокойства для диких копытных и гнездящихся птиц.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;
- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;
- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт.
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению почвенного покрова, и в дальнейшем к загрязнению подземных вод;
- предотвратить возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;

- использование автотранспорта с низким давлением шин.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважин, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

Для предотвращения потравы диких, домашних животных и птиц химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

Также необходимо проводить инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и птиц, бесцельном уничтожении пресмыкающихся.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь, с грызунами, своевременную обработку образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительную работу и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998 г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер

в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мкЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мкЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда $-40/f$, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда $-27/f$, кБк/кг.

Мероприятия по радиационной обстановке

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому настоящим отчетом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места

хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.

- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины, вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.
- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).
- В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности» №ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

Охрана недр

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

Мероприятия по охране недр

Основными мероприятиями по охране недр при реализации проекта являются:

- обеспечение наиболее полного и комплексного извлечения из недр запасов полезных ископаемых и попутных компонентов;
- выбор технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов и поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;
- выбор конструкции скважины, обеспечивающей безаварийную и эффективную

эксплуатацию;

- обеспечение надежной изоляции всех нефтегазопроводящих интервалов и герметизация заколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны;
- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, отходами производства и сбросом сточных вод;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации нефтедобывающих скважин.

Вывод: Результаты мониторинговых исследований показали, что в период разработки месторождения Каратобе Южное на окружающую среду не оказано существенного отрицательного воздействия при соблюдении всех природоохранных мероприятий.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2020 году был выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Каратобе Южное» (по состоянию на 02.01.2020г), который был утвержден Протоколом ГКЗ РК №2175-20-У от 6 мая 2020г.

Подсчитанные начальные геологические и извлекаемые запасы составили:

- Нефти: по категории В– 27840/9383 тыс.т;
- Растворенного газа в нефти: по категории В – 3558/1199 млн.м³.

В протокольных решениях ГКЗ и ЦКРР недропользователю были рекомендованы следующие пункты:

- предусмотреть проведение индукционного каротажа в скважинах;
- продолжить исследования по определению коэффициента продуктивности скважин при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом;
- провести исследовательскую работу в новой скважине для уточнения давления насыщения.

В целом, запасы месторождения Каратобе Южное оценены по категории В, что предполагает достаточную изученность площади.

12 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение **Каратобе Южное** на момент составления настоящего «Дополнение к Проекту разработки...», разрабатывается согласно Контракту №329. Срок действия контракта 2047г.

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Каратобе Южное ТОО «Казахтуркмунай» по Актыбинской области РК» составленной ТОО «СтройРекламПроект» в 2019г.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Согласно рекомендуемому варианту разработки, на конец контрактного периода ликвидации подлежат 21 добывающих, 7 нагнетательных, 5 водозаборных, 4 нагнетательных для экологов, 2 наблюдательных скважин.

Общая стоимость затрат на ликвидацию скважин составила **757 271,763** тыс.тенге (таблица 12.1)

Таблица 12.1 - Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования

Наименование показателей	Стоимость тыс.тенге
Ликвидация объектов на месторождении Каратобе Южное	13 909,940
Ликвидация дорог на месторождении Каратобе Южное	87 308,410
Добывающие скважины, 21 ед.	561 491,700

Наименование показателей	Стоимость тыс.тенге
Водозаборные, 5 ед.	6 521,965
Наблюдательные №58, 64	821,339
Нагнетательные, 4 скв для экологов №1.2.3.4	1 272,859
Нагнетательные скважины, 7 ед.	187 163,900
Ликвидация трубопроводов (газопровод) по месторождению Каратобе Южное	47 165,093
Утилизация на месторождении Каратобе Южное	19 674,459
Рекультивация земли после ликвидации на месторождении Каратобе Южное	5 430,724
Ликвидация высоковольтных наземных линий на месторождении Каратобе Южное	9 276,479
Всего по сметному расчету	940 036,868

Стоимость ликвидации промышленных объектов и оборудования составляет 177 334,381 тыс. тенге. Затраты на рекультивацию составили 5 430,724 тыс.тенге.

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Показатели	Ед. изм.	Базовая величина
Ликвидационный фонд	тыс. тенге	940 036,868
Накопленные ликвидационные отчисления	тыс. тенге	351 190,054
Ликвидационные отчисления за вычетом накопленных	тыс. тенге	588 846,814
Отчисления, подлежащие выплате с учетом накопленной инфляции	тыс. тенге	1 202 155,641
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. тонн	5482,600
Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонну	219,27

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего проекта расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026г.

Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд в данной работе определяется в зависимости от накопленной добычи нефти за период 2026-2051гг.

Таблица 12.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд по месторождению

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Норматив отчислений, тенге/тонну	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2026	308,15	219,267	67567,260
2027	306,58	219,267	67223,010
2028	297,08	219,267	65139,970
2029	275,66	219,267	60443,261
2030	266,58	219,267	58452,313
2031	238,98	219,267	52400,532
2032	231,01	219,267	50652,970
2033	225,26	219,267	49392,183
2034	221,74	219,267	48620,361

Продолжение таблицы 12.3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Норматив отчислений, тенге/тонну	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2035	219,41	219,267	48109,468
2036	217,58	219,267	47708,209
2037	213,78	219,267	46874,992
2038	210,53	219,267	46162,373
2039	207,20	219,267	45432,213
2040	201,89	219,267	44267,903
2041	195,24	219,267	42809,774
2042	190,14	219,267	41691,510
2043	185,10	219,267	40586,402
2044	180,44	219,267	39564,616
2045	175,26	219,267	38428,811
2046	169,93	219,267	37260,115
2047	162,84	219,267	35705,509
2048	155,28	219,267	34047,847
2049	147,91	219,267	32431,846
2050	142,01	219,267	31138,169
2051	137,02	219,267	30044,024
Итого	5482,60		1 202 155,641

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература:

1. Правительство РК Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2018г);
2. Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
3. Правительство РК «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа», утверждена Приказом Министра энергетики и природных ресурсов РК от 13.08.1997г №99;
4. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
5. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденный Приказом №358 МИР РК от 30.12.2014г;
6. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденный Приказом №359 МИР РК от 30.12.2014г;
7. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Приказом №261 и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г;
8. Правительство РК «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», г. Астана, 2018г;
9. Правительство РК Экологический кодекс РК, утвержденный постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 05.10.2018г);
10. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г;
11. Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г);

12. МООС РК «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г;
СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный
13. Правительство РК Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.2012г;
14. Правительство РК «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные приказом внутренних дел РК №439 от 23.06.2017г;
15. Правительство РК «Правила устройства электроустановок», утвержденные Приказом Министра Энергетики РК №230 от 20.03.2015г (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г);
16. Правительство РК «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;

б) Фондовая литература:

17. Бабашева М.Ню
Жунусова К.
Халикова Л.В. «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.09.2001г», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2001г;
18. Бабашева М.Н.,
Айдналиева Г.З.,
Калимов А.М. «Технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2001г;
19. Нурбаев С.Т.,
Сладков Р.А. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2006г;
20. Фаловский В.И.,
Давыдов В.К. «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное с применением системы поддержания пластового давления», ОАО «Гипровостокнефть», г. Самара, 2009г;
21. Юсупова М.С.,
Амангали С.А. «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное с применением системы поддержания пластового давления», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г;
22. Каирбеков С. Б., Кулжанов А.Д.,
Юсупова М.С. «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2013г;
23. Мухтанов Б.М.,
Горячкин И.И.,
Башев А.А. «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
24. Джаксылыков Т.С.,
Башев А.А. «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», Филиал ТОО «НИИ ТБД КМГ» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г;

25. Джаксылыков Т.С.,
Башев А.А. «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г;
26. Хитров Д.М.,
Фатерина О.П.,
Батырхан В.Т. Отчет по обработке данных 3Д сейсморазведки в глубинной области по участку Каратобе Южное 3Д ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшнс Казахстан»), г Атырау. 2019г
27. Алдебек А.Е.,
Каналин Р.А.,
Башев А.А., Пересчет начальных запасов нефти и растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Каратобе Южное. ТЭО КИН (по состоянию изученности на 02.01.2020г), Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».
28. Джаксылыков Т.С.,
Туленбаева Б.Р.,
Алдебек А.Е. «Проект разработки месторождения Каратобе Южное», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2020г
29. В.В. Недюжин «Проект промышленной разработки подземных вод Каратобе Южное (уточненная технологическая схема эксплуатации водозабора) для технического водоснабжения объектов ТОО «Казахтуркмунай» на нефтяном месторождении Каратобе Южное», ТОО «Акпан», Актобе 2020г.
30. Джаксылыков Т.С.,
Дүзбаева Г.Б.
Алдебек А.Е. Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2021г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021г.
31. Джаксылыков Т.С.,
Дүзбаева Г.Б.
Алдебек А.Е. Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2022г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2022г.
32. Хажитов В.З.
Мұрат А.Қ.
Алдебек А.Е. «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2023г
33. Хажитов В.З.
Мұрат А.Қ.
Алдебек А.Е. Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2024г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024г.
34. Хажитов В.З.
Мұрат А.Қ.
Алдебек А.Е. Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2025г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2025г.
35. ТОО «КМГ Инжиниринг» Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений, 2026г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.3.2.1 - Техническое состояние скважин

№№ п/п	№№ скв.	Категория скважины	Глубина, м		Горизонт		Дата бурения		Альтитуда, м		Конструкция скважин, высота подъема цемента	Состояние скважин на 01.01.2026 г.
			проектная	фактическая	проектный	фактический	начало	конец	земли	ротора		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	27	поиск.	3400	3025	P ₂	P ₂	25.04.1978	03.11.1978	136,95	141,15	299мм x 9,5 м, забутовано	Скважина в бездействии
											219мм x 979,1 м, цемент до устья	
											140мм x 2844 м, цемент до устья	
2	50	поиск.	2900	2913	P ₂	P ₂	26.03.1979	16.09.1979	135,60	139,8	500мм x 6,0 м, забутовано	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											219мм x 1028 м, цемент до устья	
											140мм x 2886,1 м, цемент до устья	
3	51	поиск.	2950	3000	P ₂	P ₂	28.09.1979	04.05.1980	127,69	131,89	299мм x 9,5 м, забутовано	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											219мм x 1087,9 м, цемент до устья	
											140мм x 2927,5м, цем. до 10м от устья	
4	52	поиск.	2900	2830	P ₂	P ₂	19.07.1980	29.10.1980	126,79	130,99	400мм x 6,0 м, забутовано	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											219мм x 993,6 м, цемент до устья	
											140мм x 2779,4 м, цем. от устья	
5	53	поиск.	3000	2818	P ₂	P ₂	12.04.1981	16.08.1981	142,70	146,9	219мм x 1072 м, цемент до устья	Скважина ликвидирована по техническим причинам, по категории V, пунктам "Д" и "Е"
											-	
											-	
6	55	поиск.	3000	2949	P ₂	P ₂	13.12.1988	29.07.1989	147,92	152,52	299мм x 9,5 м, забутовано	Действующая нагнетательная
											219мм x 1106,2 м, цемент до устья	
											140мм x 2876 м, цемент от устья	
7	58	поиск.	3100	3040	P ₂	P ₂	16.09.1989	21.01.1990	134,50	139,1	299мм x 38 м, цемент от устья	Скважина в наблюдательном фонде
											219мм x 1522,4 м, цемент до устья	
											140мм x 3040 м, цемент от устья	
8	59	поиск.	3200	2962	P ₂	P ₂	11.07.1989	09.10.1989	126,60	131,2	299мм x 30 м, цемент от устья	Скважина ликвидирована по геологич. причинам, по категории 1, пункту "а".
											219мм x 1085,8 м, цемент до устья	
											140мм x 2834,8м, цем. до 157м от устья	
9	60	поиск.	3000	2960	P ₂	P ₂	19.02.1990	27.05.1990	127,60	132,2	426мм x 42 м, цемент от устья	Скважина ликвидирована по геологич. причинам, по категории 1, пункту "а".
											219мм x 1835,0 м, цемент до 700 м от устья	
10	61	поиск.	3100	3086	P ₂	P ₂	18.05.1989	29.08.1989	128,10	132,7	299мм x 39 м, цемент от устья	Скважина ликвидирована по геологич. причинам, по категории 1, пункту "а".
											219мм x 1246,8 м, цемент до устья	
											140мм x 2936,4 м, цемент от устья	
11	62	разв.	3100	2913	P ₂	P _{1к}	31.10.1991	17.01.1991	123,90	128,5	426мм x 54 м, цемент до устья	Скважина ликвидирована по геологич. причинам, по категории 1, пункту "а".
											299мм x 757,2 м, цемент от устья	
											-	
12	63	разв.	3000	2959	P ₂	P ₂	27.11.1990	29.04.1991	156,26	160,86	324мм x 42 м, цемент от устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											245+219ммX1804 м, цем. до 70 м от устья	
											140мм x 2864,9 м, цем. до 55 м от устья	
13	64	разв.	3000	3025	P ₂	P ₂	31.05.1991	21.09.1991	148,03	152,63	426мм x 46 м, цемент от устья	Скважина в наблюдательном фонде
											245+219мм x 1780,3 м, цем. до устья	
											127мм x 2975,96 м, цем. до устья	

Продолжение таблицы П.3.2.1												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
14	65	разв.	3000	3002	P ₂	P ₂	15.06.1989	27.11.1990	134,64	139,24	324 мм х 49 м, цемент от устья	Действующая нагнетательная
											245 мм х 1780,3 м, цем. на устье не вышел	
											140 мм х 3000,4 м, цем. до 269 м от устья	
15	66	разв.	3100	3554	P ₂	P _{1к}	16.03.1991	08.09.1991	140,60	145,2	426 мм х 29 м, цемент от устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											324+299 мм х 944,2 м, цем. до устья	
											140+127 мм х 2882,2 м, цем. до устья	
16	101	экспл.	3200	2943,6	P ₂	P ₂	21.10.2005	20.01.2006	147,89	154,59	426 мм х 15 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1800 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2925 м, цем. до устья	
17	102	экспл.	3200	2900	P ₂	P ₂	21.03.2006	20.06.2006	149,76	156,46	324 мм х 42 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1803,6 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2889 м, цем. до устья	
18	103	нагн.	3200	3000	P ₂	P ₂	19.08.2008	27.01.2009	131,21	138,16	324 мм х 120,44 м, цем. до устья	Действующая нагнетательная
											244,5 мм х 1956 м, 5,2 от устья	
											177,8 мм х 3000 м, 1893,5м от устья	
19	104	экспл.	3100	3000	P ₂	P ₂	10.01.2011	21.03.2011	144,10	151,05	339,7 мм х 545 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1704 м, 5,8 от устья	
											177,8 мм х 2999 м, 15,3 от устья	
20	105	экспл.	3200	2901	P ₂	P ₂	08.09.2010	04.12.2010	148,10	155,05	339,7 мм х 157 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1904 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2875 м, 179,3 от устья	
21	106	экспл.	3200	2899	P ₂	P ₂	29.04.2010	14.07.2010	143,25	150,2	339,7 мм х 157 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1950 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2899 м, 44,4 от устья	
22	108	экспл.	3200	2850	P ₂	P ₂	03.05.2012	13.07.2012	143,51	152,66	339,7 мм х 149 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1860 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2847 м, цем. до устья	
23	109	экспл.	3100	3003	P ₂	P ₂	06.08.2013	05.11.2013	138,51	147,66	339,7 мм х 157 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 2678 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 3003 м, цем. до устья	
24	107	экспл.	3000	2685	P ₂	P ₂	24.10.2021	25.11.2021	132,91	140,4	339,7 мм х 198 м, цем. до устья	Действующая нагнетательная
											244,5 мм х 1450 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2685 м, цем. до устья	
25	110	экспл.	3100	2964	P ₂	P ₂	06.10.2020	31.12.2020	138,85	146,55	339,7 мм х 172 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1921 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2964 м, цем. до устья	
26	111	экспл.	3100	2946	P ₂	P ₂	10.07.2020	07.10.2020	144	151,66	339,7 мм х 158 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1730 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2961 м, цем. до устья	
27	112	экспл.	3000	3033	P ₂	P ₂	05.05.2024	15.08.2024	140	150,6	339,7 мм х 167 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1500 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 3033 м, цем. до устья	
28	114	экспл.	3000	2899	P ₂	P ₂	25.09.2021	28.10.2021	149,29	152,79	339,7 мм х 175 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 1874 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2899 м, цем. до устья	
29	116	экспл.	3100	2918	P ₂	P ₂	01.07.2022	08.09.2022	142,17	148,76	339,7 мм х 203 м, цем. до устья	Скважина в эксплуатации, мех. добыча
											244,5 мм х 2309 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2918 м, цем. до устья	
30	64Д	экспл.	3100	2943	P ₂	P ₂	20.01.2022	25.02.2022	148,62	156,1	339,7 мм х 150 м, цем. до устья	Действующая нагнетательная
											244,5 мм х 1738 м, цем. до устья	
											177,8 мм х 2943 м, цем. до устья	

Таблица П.4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по 1 варианту

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагн.						доб.	нагн.	всего	механизированных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2026	1	0	1	31	0	1	73,8	2	2	0	17	17	7	50,2	50,7	186,1
2027	2	2	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	46,9	48,2	197,0
2028	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	45,9	48,6	192,7
2029	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	43,2	47,0	181,5
2030	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	40,7	45,4	171,0
2031	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	38,5	44,1	162,9
2032	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	37,0	43,4	157,7
2033	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	35,5	42,7	152,9
2034	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	33,9	41,8	148,0
2035	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	32,4	40,7	142,9
2036	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	31,1	39,9	139,1
2037	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	29,9	39,1	135,2
2038	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	28,9	38,6	132,4
2039	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	27,7	38,0	129,4
2040	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	26,8	37,7	127,5
2041	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	25,8	37,2	125,1
2042	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	24,9	36,8	122,8
2043	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	24,1	36,5	120,8
2044	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	23,4	36,4	119,6
2045	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	22,7	36,1	118,0
2046	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	22,0	36,0	117,1
2047	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	21,3	35,9	116,2
2048	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	19	19	7	20,5	35,7	114,3
2049	0	0	0	33	0	0	79,8	0	1	0	18	18	7	20,6	36,1	109,4
2050	0	0	0	33	0	0	79,8	0	0	0	18	18	7	19,9	35,5	106,7

Таблица П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1 варианту

Годы	Общая добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН в целом по месторождению, д.ед	Добыча жидкости, тыс.т		Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды, тыс.т	Обводненность продукции, %	Компенсация, %		Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Добыча газа, млн.м³		Газовый фактор, м3/т	Пластовое давление, МПа
		Нач	Тек				Годовая	Накопленная				Годовая	Нак	Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	280,2	3,0	5,2	4271,4	45,5	0,153	283,3	4301,0	3,1	29,5	1,1	100,8	42,6	427,9	2753,6	46,0	427,7	164,3	12,0
2027	293,0	3,1	5,7	4564,5	48,6	0,164	301,1	4602,1	8,1	37,6	2,7	101,1	46,4	453,1	3206,7	46,8	474,5	159,8	11,9
2028	286,5	3,1	5,9	4851,0	51,7	0,174	303,1	4905,2	16,6	54,2	5,5	99,4	49,7	443,1	3649,8	44,4	518,9	155,0	11,9
2029	269,6	2,9	5,9	5120,5	54,6	0,184	293,4	5198,6	23,8	78,1	8,1	97,9	52,3	417,3	4067,1	40,6	559,5	150,4	11,9
2030	253,9	2,7	6,0	5374,5	57,3	0,193	283,6	5482,2	29,7	107,7	10,5	96,5	54,5	393,3	4460,3	37,1	596,6	146,1	11,9
2031	240,5	2,6	6,0	5615,0	59,8	0,202	275,4	5757,6	34,9	142,6	12,7	95,6	56,4	374,7	4835,0	34,5	631,1	143,4	11,8
2032	230,7	2,5	6,1	5845,6	62,3	0,210	271,1	6028,6	40,4	183,0	14,9	95,0	58,0	362,7	5197,7	32,6	663,7	141,5	11,8
2033	221,3	2,4	6,3	6067,0	64,7	0,218	266,5	6295,1	45,2	228,2	16,9	94,6	59,5	351,7	5549,3	31,1	694,8	140,3	11,8
2034	211,6	2,3	6,4	6278,6	66,9	0,226	260,6	6555,7	49,0	277,1	18,8	94,4	60,8	340,3	5889,6	29,6	724,3	139,8	11,7
2035	202,1	2,2	6,5	6480,7	69,1	0,233	254,0	6809,7	51,9	329,0	20,4	94,3	61,9	328,6	6218,2	28,2	752,5	139,3	11,7
2036	194,4	2,1	6,7	6675,1	71,1	0,240	249,1	7058,9	54,7	383,7	22,0	94,2	63,0	319,8	6538,0	27,1	779,6	139,2	11,7
2037	186,9	2,0	6,9	6862,0	73,1	0,246	244,1	7303,0	57,3	441,0	23,5	94,1	64,0	310,8	6848,8	26,0	805,5	138,9	11,6
2038	180,3	1,9	7,2	7042,3	75,1	0,253	240,8	7543,8	60,5	501,5	25,1	94,3	64,8	304,6	7153,3	25,2	830,7	139,5	11,6
2039	172,7	1,8	7,4	7215,0	76,9	0,259	237,0	7780,8	64,3	565,8	27,1	94,5	65,7	297,5	7450,8	24,2	854,9	140,3	11,5
2040	167,0	1,8	7,7	7382,0	78,7	0,265	235,2	8016,0	68,1	633,9	29,0	94,7	66,4	293,1	7743,9	23,6	878,5	141,2	11,5
2041	161,3	1,7	8,1	7543,3	80,4	0,271	232,3	8248,3	71,1	705,0	30,6	94,8	67,2	287,7	8031,6	22,9	901,3	141,8	11,5
2042	155,6	1,7	8,5	7698,9	82,1	0,277	229,8	8478,1	74,2	779,2	32,3	95,0	67,8	282,5	8314,1	22,2	923,5	142,5	11,4
2043	150,1	1,6	8,9	7849,0	83,7	0,282	227,7	8705,8	77,5	856,8	34,1	95,1	68,5	277,7	8591,8	21,5	945,0	143,0	11,4
2044	146,1	1,6	9,5	7995,1	85,2	0,287	227,2	8933,0	81,1	937,8	35,7	95,1	69,1	275,0	8866,8	21,0	965,9	143,4	11,4
2045	141,5	1,5	10,2	8136,6	86,7	0,292	225,6	9158,5	84,1	1021,9	37,3	95,3	69,6	271,3	9138,1	20,4	986,3	144,2	11,3
2046	137,4	1,5	11,0	8274,0	88,2	0,297	224,9	9383,4	87,5	1109,4	38,9	95,7	70,2	269,4	9407,4	20,1	1006,4	146,1	11,3
2047	133,1	1,4	12,0	8407,1	89,6	0,302	224,2	9607,7	91,2	1200,6	40,7	96,1	70,7	267,1	9674,6	19,7	1026,1	147,9	11,3
2048	128,0	1,4	13,1	8535,1	91,0	0,307	222,7	9830,3	94,7	1295,3	42,5	96,1	71,2	262,9	9937,5	19,0	1045,1	148,6	11,3
2049	121,8	1,3	14,4	8656,8	92,3	0,311	213,7	10044,1	92,0	1387,2	43,0	96,1	71,7	251,5	10188,9	18,1	1063,1	148,2	11,2
2050	117,4	1,3	16,2	8774,2	93,5	0,315	210,0	10254,0	92,6	1479,8	44,1	96,0	72,1	245,4	10434,3	17,4	1080,5	148,0	11,2

Таблица П.4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по 3 варианту

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	доб.	нагн.						доб.	нагн.	всего	механизированных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2026	1	0	1	31	0	1	73,8	0	0	0	18	18	6	48,2	48,7	217,6
2027	1	1	0	32	0	0	76,8	0	0	0	19	19	6	46,8	48,3	228,7
2028	0	0	0	32	0	0	76,8	2	2	0	17	17	8	50,6	53,8	166,4
2029	2	2	0	34	0	0	82,8	0	0	0	19	19	8	46,7	50,5	172,1
2030	2	2	0	36	0	0	88,8	0	0	0	21	21	8	42,7	47,6	175,6
2031	1	1	0	37	0	0	91,8	0	0	0	22	22	8	41,6	48,5	181,9
2032	0	0	0	37	0	0	91,8	2	2	0	20	20	10	43,2	52,5	139,5
2033	1	1	0	38	0	0	94,8	1	1	0	20	20	11	39,9	47,9	114,4
2034	2	2	0	41	0	0	100,8	0	0	0	22	22	11	35,9	42,9	111,7
2035	2	0	2	43	0	0	106,8	0	0	0	22	22	13	35,0	42,4	93,0
2036	2	2	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	31,9	38,8	94,0
2037	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	30,2	37,9	91,8
2038	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	28,5	36,8	88,4
2039	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	27,3	36,3	85,8
2040	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	26,5	36,1	84,4
2041	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	25,4	35,6	82,7
2042	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	24,3	35,2	80,6
2043	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	23,3	34,9	78,8
2044	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	22,1	34,6	76,8
2045	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	21,0	34,2	74,9
2046	0	0	0	45	0	0	112,8	0	0	0	24	24	13	20,2	34,1	73,9

Таблица П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3 варианту

Годы	Общая добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН в целом по месторождению, д.ед	Добыча жидкости, тыс.т		Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды, тыс.т	Обводненность продукции, %	Компенсация, %		Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Добыча газа, млн.м³		Газовый фактор, м³/т	Пластовое давление, МПа
		Нач	Тек				Годовая	Накопленная				Годовая	Нак	Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	284,8	3,0	5,3	4276,0	45,6	0,154	287,9	4305,6	3,2	29,6	1,1	99,4	42,6	428,9	2754,7	48,0	429,7	168,5	12,1
2027	292,0	3,1	5,7	4568,0	48,7	0,164	301,2	4606,9	9,2	38,8	3,1	100,7	46,4	450,7	3205,4	47,9	477,6	164,2	12,1
2028	282,8	3,0	5,9	4850,8	51,7	0,174	300,3	4907,2	17,6	56,4	5,8	99,2	49,5	437,2	3642,6	44,5	522,1	157,3	12,1
2029	291,7	3,1	6,4	5142,5	54,8	0,185	315,4	5222,6	23,7	80,1	7,5	98,5	52,4	452,3	4094,9	44,4	566,5	152,4	12,0
2030	294,3	3,1	6,9	5436,8	57,9	0,195	328,5	5551,0	34,2	114,2	10,4	97,7	55,0	461,5	4556,4	44,3	610,8	150,4	12,0
2031	300,3	3,2	7,6	5737,1	61,1	0,206	350,2	5901,2	49,9	164,1	14,2	96,6	57,4	478,1	5034,4	44,2	655,0	147,3	12,0
2032	283,7	3,0	7,8	6020,8	64,2	0,216	344,8	6246,0	61,1	225,2	17,7	95,6	59,3	458,3	5492,7	40,9	695,9	144,3	12,0
2033	262,1	2,8	7,8	6282,9	67,0	0,226	314,5	6560,5	52,4	277,6	16,7	94,1	60,9	413,5	5906,2	36,4	732,3	138,8	11,9
2034	259,8	2,8	8,4	6542,6	69,7	0,235	310,2	6870,7	50,5	328,1	16,3	93,0	62,3	403,7	6309,9	34,9	767,2	134,4	11,8
2035	252,7	2,7	8,9	6795,3	72,4	0,244	306,1	7176,8	53,3	381,4	17,4	93,3	63,5	397,4	6707,2	34,1	801,3	134,9	11,7
2036	251,5	2,7	9,7	7046,8	75,1	0,253	306,3	7483,0	54,8	436,2	17,9	94,4	64,7	401,6	7108,8	34,8	836,1	138,4	11,6
2037	237,9	2,5	10,2	7284,7	77,6	0,262	298,9	7782,0	61,1	497,3	20,4	95,5	65,8	392,0	7500,7	33,8	869,9	142,1	11,6
2038	224,7	2,4	10,7	7509,4	80,0	0,270	290,5	8072,5	65,8	563,1	22,7	95,7	66,8	377,3	7878,1	32,0	901,9	142,3	11,5
2039	215,4	2,3	11,5	7724,7	82,3	0,277	285,9	8358,4	70,5	633,6	24,7	95,3	67,7	366,4	8244,5	30,4	932,3	141,2	11,5
2040	208,7	2,2	12,6	7933,4	84,6	0,285	284,4	8642,7	75,7	709,3	26,6	95,2	68,6	360,4	8604,9	29,4	961,7	140,9	11,5
2041	200,3	2,1	13,8	8133,7	86,7	0,292	280,8	8923,5	80,5	789,8	28,7	95,4	69,3	353,1	8958,0	28,4	990,1	141,9	11,5
2042	191,9	2,0	15,4	8325,7	88,7	0,299	277,7	9201,2	85,8	875,5	30,9	95,1	70,0	344,2	9302,2	27,1	1017,2	141,2	11,5
2043	183,8	2,0	17,4	8509,4	90,7	0,306	275,5	9476,7	91,7	967,2	33,3	94,8	70,7	336,4	9638,6	25,9	1043,1	140,9	11,4
2044	174,5	1,9	20,0	8684,0	92,6	0,312	272,5	9749,2	98,0	1065,2	35,9	94,7	71,3	328,1	9966,7	24,6	1067,7	141,1	11,4
2045	165,9	1,8	23,7	8849,9	94,3	0,318	269,4	10018,5	103,5	1168,6	38,4	94,7	71,8	320,0	10286,7	23,4	1091,2	141,3	11,4
2046	158,9	1,7	29,8	9008,8	96,0	0,324	268,7	10287,3	109,8	1278,4	40,9	94,9	72,4	315,8	10602,5	22,6	1113,8	142,5	11,4

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	4 157 585	-	4 157 585	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	262 548	157 529	105 019	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	21 972	21 972	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	10 986	10 986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	6 531 883	2 269 280	4 262 604	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	6 531 883	2 269 280	4 262 604	-	-	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство скважины	тыс.тг	262 912	-	262 912	-	-	-	-	-	-	-	-
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	47 341	15 780	31 560	-	-	-	-	-	-	-	-
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	43 947	14 649	29 298	-	-	-	-	-	-	-	-
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	6 000	6 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	113 868	113 868		-	-	-	-		-	-	-
Реконструкция общей системы пожаротушения, (оповещения) и сигнализации на производственных объектах ЦДНГ-2 (Ю.Каратобе).+АН	тыс.тг	377 475	377 475	-	-	-	-	-		-	-	-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях ТОО КТМ	тыс.тг	24 698	4 768	4 839	4 926	5 026	5 139	-		-	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах в Актюбинской области	тыс.тг	91 862	11 862	20 000	20 000	20 000	20 000	-		-	-	-
НИР	тыс.тг	437 444	127 444	20 000	20 000	45 000	-	45 000		45 000	-	45 000
Нагнетательные линии	тыс.тг	40 000	40 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Приобретение ОС и НМА	тыс.тг	1 303 293	614 823	83 608	90 004	90 503	92 846	74 277	59 422	47 537	38 030	30 424
Обустройство водонагнетательной скважины	тыс.тг	120 000	120 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	2 868 839	1 446 669	452 217	134 930	160 529	117 986	119 277	59 422	92 537	38 030	75 424
Итого с инфляцией	тыс.тг	2 979 852	1 446 669	452 217	134 930	160 529	117 986	125 241	65 512	107 124	46 226	93 970
ВСЕГО	тыс.тг	9 400 723	3 715 948	4 714 821	134 930	160 529	117 986	119 277	59 422	92 537	38 030	75 424
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	9 511 736	3 715 948	4 714 821	134 930	160 529	117 986	125 241	65 512,49	107 124	46 226	93 970

Продолжение таблицы П.4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	14	15	16	17	18	19
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)							
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения водонагнетательных скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО							
Обустройство промысла							
Обустройство скважины	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях ТОО КТМ	тыс.тг	-	-	-	-	-	-

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	14	15	16	17	18	19
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах в Актюбинской области	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
НИР	тыс.тг	-	45 000	-	45 000	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	-	-	-	-	-	-
Приобретение ОС и НМА	тыс.тг	24 339	19 471	15 577	12 462	9 969	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	24 339	64 471	15 577	57 462	9 969	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	31 082	84 391	20 900	79 023	14 053	-
ВСЕГО	тыс.тг	24 339	64 471	15 577	57 462	9 969	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	31 082	84 391	20 900	79 023	14 053	-

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НДС (с выручки)	тыс.тг	67 395 494	2 086 555	2 918 129	3 248 815	3 179 920	3 107 892	3 017 503	2 966 870	2 918 003	2 860 253	2 800 143	2 761 030
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	10 150 930	236 777	295 548	319 610	335 591	352 370	361 179	370 209	379 464	388 951	398 674	408 641
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	7 524 689	171 729	216 989	235 955	247 753	260 140	266 644	273 310	280 142	287 146	294 325	301 683
Налог на имущество	тыс.тг	1 887 911	191 171	215 597	214 286	184 129	158 380	136 260	117 117	100 723	86 660	74 617	64 278
Прочие налоги	тыс.тг	1 460 543	39 103	41 058	43 111	45 266	47 529	48 718	49 936	51 184	52 464	53 775	55 120
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 549 311	2 490 002	1 059 308	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 194 843	3 143 942	1 050 901	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	13 313 911	1 865 566	1 120 271	709 563	694 493	678 737	470 669	462 737	455 080	446 036	436 621	430 487
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	34 330	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 632	1 673	1 715	1 758	1 802	1 847
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	10 947 978	1 928 468	1 383 244	939 086	924 666	845 012	793 628	740 340	679 784	604 957	520 280	453 627
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	204 881	141 733	63 148	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	-14 126 165	8 123 529	2 529 528	-785 612	-746 431	-764 132	-938 774	-951 549	-969 910	-992 283	-1 020 049	-1 045 347
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	36 613 600	2 162 173	2 095 008	1 340 242	1 315 696	1 318 485	1 327 384	1 327 759	1 347 565	1 348 142	1 368 234	1 372 503
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-32 601 654	75 617	-823 121	-1 908 573	-1 864 225	-1 789 407	-1 690 119	-1 639 110	-1 570 438	-1 512 111	-1 431 909	-1 388 527
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	55 089 088	10 210 084	5 447 657	2 463 204	2 433 489	2 343 761	2 078 730	2 015 321	1 948 093	1 867 971	1 780 094	1 715 683

Продолжение таблицы П.4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
НДС (с выручки)	тыс.тг	2 720 245	2 687 658	2 639 479	2 616 619	2 589 363	2 560 259	2 533 135	2 527 400	2 508 468	2 496 443	2 476 665	2 441 002	2 380 911	2 352 733
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	418 857	429 329	440 062	451 063	462 340	473 899	485 746	471 685	483 477	468 033	479 733	433 180	413 646	392 866
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	309 225	316 956	324 879	333 001	341 326	349 860	358 606	348 225	356 931	345 529	354 167	341 667	308 865	299 635
Налог на имущество	тыс.тг	55 425	47 831	41 338	35 771	30 533	25 988	22 121	18 832	16 035	13 654	11 629	9 906	8 439	7 191
Прочие налоги	тыс.тг	56 498	57 910	59 358	60 842	62 363	63 922	65 520	67 158	68 837	70 558	72 322	74 130	75 983	77 883
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	424 092	419 387	411 845	408 259	403 985	399 423	395 169	394 257	391 283	389 387	386 629	381 048	371 650	367 238
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 893	1 119	1 147	1 176	1 205	1 236	1 267	1 298	1 331	1 364	699	716	734	753
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	378 806	309 266	218 133	151 329	77 354	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	-1 075 449	-1 105 860	-1 142 717	-1 175 177	-1 210 256	-1 245 933	-1 204 706	-1 225 944	-1 190 575	-1 207 918	-1 171 485	-1 200 355	-1 201 594	-1 207 167
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	1 397 375	1 404 040	1 430 035	1 438 753	1 456 078	1 476 336	1 497 571	1 453 648	1 472 859	1 457 423	1 469 834	1 441 419	1 442 159	1 452 878
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-1 322 870	-1 283 617	-1 209 444	-1 177 866	-1 210 256	-1 245 933	-1 204 706	-1 225 944	-1 190 575	-1 207 918	-1 171 485	-1 200 355	-1 201 594	-1 207 167
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	1 644 796	1 581 798	1 496 762	1 441 442	1 456 078	1 476 336	1 497 571	1 453 648	1 472 859	1 457 423	1 469 834	1 441 419	1 442 159	1 452 878

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нефть	тыс.тонн	4 765	279,14	291,92	285,41	268,57	252,96	239,59	229,81	220,50	210,84	201,36	193,69
Товарный газ	млн. м³	64	3,467	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
Продажа продукции по направлениям													

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	126	97,04	29,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на внутренний рынок	тыс. тонн	4 639	182,10	262,73	285,41	268,57	252,96	239,59	229,81	220,50	210,84	201,36	193,69
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м³	64	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн	207 619	207 619,20	236 390,40	119 923,20	119 923,20	119 923,20	122 921,28	125 994,31	129 144,17	132 372,77	135 682,09	139 074,15
на внутренний рынок	тг/тонн	71 439	71 439,38	69 298,44	71 031,60	73 883,90	76 660,94	78 577,47	80 541,90	82 555,45	84 619,34	86 734,82	88 903,19
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м³	9 188	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 417,29	9 652,72	9 894,04	10 141,39	10 394,93	10 654,80
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг тыс	27 047 020	20 146 382	6 900 638	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг тыс	420 535 228	13 009 116	18 206 454	20 273 242	19 842 649	19 392 474	18 826 745	18 509 470	18 203 218	17 841 424	17 464 852	17 219 496
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг тыс	686 607	31 853,41	31 853,41	31 853,41	31 853,41	31 853,41	32 649,74	33 465,99	34 302,64	35 160,20	36 039,21	36 940,19
Итоговый производственный доход	тг тыс	448 268 855	33 187 351	25 138 945	20 305 096	19 874 502	19 424 327	18 859 395	18 542 936	18 237 521	17 876 584	17 500 892	17 256 436

Продолжение таблицы П.4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Нефть	тыс.тонн	186,16	179,60	172,07	166,41	160,65	154,96	149,57	145,59	140,97	136,86	132,58	127,48	121,30	116,94
Товарный газ	млн. м³	3,47	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Продажа продукции по направлениям															
Нефти															
на экспорт	тыс. тонн	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
на внутренний рынок	тыс. тонн	186,16	179,60	172,07	166,41	160,65	154,96	149,57	145,59	140,97	136,86	132,58	127,48	121,30	116,94
Товарного газа															
на внутренний рынок	млн.м³	3,47	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Цена реализации продукции															
Нефти															
на экспорт	тг/тонн	142 551,00	146 114,77	149 767,64	153 511,83	157 349,63	161 283,37	165 315,46	169 448,34	173 684,55	178 026,66	182 477,33	187 039,26	191 715,25	196 508,13
на внутренний рынок	тг/тонн	91 125,77	93 403,91	95 739,01	98 132,49	100 585,80	103 100,45	105 677,96	108 319,91	111 027,90	113 803,60	116 648,69	119 564,91	122 554,03	125 617,88
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг/тыс.м³	10 921,17	11 194,20	11 474,05	11 760,90	12 054,93	12 356,30	12 665,21	12 981,84	13 306,38	13 639,04	13 980,02	14 329,52	14 687,76	15 054,95
Производственная прибыль от реализации															
Нефти															
на экспорт	тг тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг тыс	16 963 666	16 775 473	16 473 797	16 330 348	16 159 409	15 976 907	15 806 764	15 770 284	15 651 311	15 575 488	15 465 174	15 241 935	14 866 009	14 689 524
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг тыс	37 864	22 388	22 948	23 522	24 110	24 713	25 330	25 964	26 613	27 278	13 980	14 330	14 688	15 055
Итоговый производственный доход	тг тыс	17 001 529	16 797 861	16 496 745	16 353 870	16 183 519	16 001 619	15 832 094	15 796 248	15 677 924	15 602 766	15 479 154	15 256 265	14 880 696	14 704 579

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	795 235	24 670	27 530	29 100	29 576	30 016	29 877	30 142	30 375	30 445	30 418
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	6 009 734	186 436	208 051	219 911	223 510	226 839	225 786	227 792	229 551	230 080	229 877
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	3 867 073	96 762	113 553	119 231	125 192	131 452	134 738	138 107	141 559	145 098	148 726
Спецодежда	тыс.тг	2 014 655	50 411	59 158	62 116	65 222	68 483	70 195	71 950	73 749	75 593	77 483
ГСМ и топливо	тыс.тг	860 690	35 603	39 095	40 135	39 654	39 218	38 074	37 432	36 813	36 081	35 320
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	59 156 287	1 506 916	1 768 410	1 856 830	1 949 672	2 047 155	2 098 334	2 150 792	2 204 562	2 259 676	2 316 168

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	1 789 612	50 674	86 661	96 540	56 220	58 594	61 082	62 348	63 685	65 053	66 440
Геофизические работы	тыс.тг	9 843	3 281	6 562	0	0	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	16 156 289	471 436	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270
Командировочные	тыс.тг	57 489	1 438	1 688	1 773	1 861	1 954	2 003	2 053	2 104	2 157	2 211
Проживание на вахте	тыс.тг	8 440 236	211 192	247 840	260 232	273 243	286 905	294 078	301 430	308 966	316 690	324 607
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	711 360	17 800	20 888	21 933	23 029	24 181	24 785	25 405	26 040	26 691	27 359
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	18 769 221	469 644	551 141	578 698	607 633	638 014	653 965	670 314	687 071	704 248	721 854
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	10 691	268	314	330	346	363	372	382	391	401	411
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	21 184 701	556 889	653 526	686 202	720 512	756 538	775 451	794 837	814 708	835 076	855 953
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	1 880 103	1 880 103	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	2 360 687	59 069	69 319	72 785	76 425	80 246	82 252	84 308	86 416	88 576	90 791
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	4 415 284	165 031	203 926	204 976	161 698	163 097	165 229	166 642	167 426	169 249	170 077
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	504 246	13 500	14 175	14 884	15 628	16 409	16 820	17 240	17 671	18 113	18 566
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	18 347 768	478 903	562 007	590 107	619 613	650 593	666 858	683 530	700 618	718 133	736 087
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	12 542 231	313 832	368 291	386 705	406 041	426 343	437 001	447 926	459 125	470 603	482 368
Страхование	тыс.тг	2 136 924	53 470	62 749	65 886	69 181	72 640	74 456	76 317	78 225	80 180	82 185
Диагностика	тыс.тг	47 558	1 190	1 397	1 466	1 540	1 617	1 657	1 698	1 741	1 784	1 829
Услуги связи	тыс.тг	1 300 403	32 539	38 185	40 094	42 099	44 204	45 309	46 442	47 603	48 793	50 013
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	2 296 992	57 475	67 449	70 821	74 363	78 081	80 033	82 034	84 084	86 186	88 341
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	185 717 265	6 738 530	5 828 183	6 077 025	6 238 526	6 499 212	6 634 627	6 775 393	6 918 755	7 065 180	7 213 353
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	10 150 930	236 777	295 548	319 610	335 591	352 370	361 179	370 209	379 464	388 951	398 674
Налог на имущество	тыс.тг	1 887 911	191 171	215 597	214 286	184 129	158 380	136 260	117 117	100 723	86 660	74 617
Земельный налог	тыс.тг	9 553	256	269	282	296	311	319	327	335	343	352
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 460 543	39 103	41 058	43 111	45 266	47 529	48 718	49 936	51 184	52 464	53 775
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	13 313 911	1 865 566	1 120 271	709 563	694 493	678 737	470 669	462 737	455 080	446 036	436 621
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	34 330	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 632	1 673	1 715	1 758	1 802
Расходы на НИОКР	тыс.тг	1 789 612	50 674	86 661	96 540	56 220	58 594	61 082	62 348	63 685	65 053	66 440
Итого производственных затрат	тыс.тг	214 364 056	9 123 668	7 589 179	7 462 009	7 556 113	7 796 725	7 714 485	7 839 738	7 970 942	8 106 444	8 245 634
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	58 487 409	4 014 677	3 081 481	2 952 766	2 686 026	2 529 994	2 467 285	2 425 705	2 385 570	2 338 156	2 288 806
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 549 311	2 490 002	1 059 308	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 194 843	3 143 942	1 050 901	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	3 496 873	102 284	100 674	102 872	108 016	113 416	116 252	119 158	122 137	125 190	128 320
Итого расходы по реализации	тыс.тг	69 728 437	9 750 905	5 292 364	3 055 638	2 794 041	2 643 410	2 583 537	2 544 863	2 507 707	2 463 347	2 417 126
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	88 459 629	2 264 946	2 577 600	2 714 596	2 850 326	2 992 842	3 067 663	3 144 355	3 222 964	3 303 538	3 386 126
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	51 955 493	1 317 361	1 545 962	1 623 260	1 704 423	1 789 644	1 834 385	1 880 244	1 927 251	1 975 432	2 024 818
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	7 524 689	171 729	216 989	235 955	247 753	260 140	266 644	273 310	280 142	287 146	294 325
Другие административные расходы	тыс.тг	28 979 447	775 856	814 649	855 382	898 151	943 058	966 635	990 801	1 015 571	1 040 960	1 066 984
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	960 987	56 296	58 873	57 561	54 164	51 018	48 321	46 348	44 470	42 523	40 610
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	960 987	56 296	58 873	57 561	54 164	51 018	48 321	46 348	44 470	42 523	40 610
Итого не производственные затраты	тыс.тг	159 149 052	12 072 147	7 928 837	5 827 795	5 698 531	5 687 270	5 699 521	5 735 566	5 775 140	5 809 407	5 843 862
Итого затраты	тыс.тг	373 513 109	21 195 815	15 518 017	13 289 805	13 254 644	13 483 994	13 414 006	13 575 305	13 746 082	13 915 851	14 089 496
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	448 268 855	33 187 351	25 138 945	20 305 096	19 874 502	19 424 327	18 859 395	18 542 936	18 237 521	17 876 584	17 500 892
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	373 513 109	21 195 815	15 518 017	13 289 805	13 254 644	13 483 994	13 414 006	13 575 305	13 746 082	13 915 851	14 089 496
Операционный доход	тыс.тг	74 755 746	11 991 536	9 620 929	7 015 291	6 619 858	5 940 333	5 445 389	4 967 631	4 491 439	3 960 734	3 411 395
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	15 055 794	641 852	892 595	879 040	835 421	793 151	757 646	729 845	705 456	676 663	650 701
Балансовая прибыль	тыс.тг	50 882 632	9 642 341	6 916 218	4 695 429	4 623 328	4 225 061	3 968 140	3 701 700	3 398 921	3 024 785	2 601 398
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	21 071 945	2 349 195	2 704 711	2 319 862	1 996 531	1 715 272	1 477 249	1 265 931	1 092 518	935 949	809 997
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	44 866 481	7 934 998	5 104 102	3 254 608	3 462 218	3 302 939	3 248 536	3 165 613	3 011 859	2 765 499	2 442 102
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	46 051 673	7 934 998	5 104 102	3 254 608	3 462 218	3 302 939	3 248 536	3 165 613	3 011 859	2 765 499	2 442 102
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	10 947 978	1 928 468	1 383 244	939 086	924 666	845 012	793 628	740 340	679 784	604 957	520 280
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	39 934 654	7 713 873	5 532 974	3 756 343	3 698 662	3 380 049	3 174 512	2 961 360	2 719 137	2 419 828	2 081 119
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	204 881	141 733	63 148	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	39 729 772	7 572 140	5 469 826	3 756 343	3 698 662	3 380 049	3 174 512	2 961 360	2 719 137	2 419 828	2 081 119

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	30 581	30 717	31 055	31 328	31 862	32 267	32 706	33 220
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	231 107	232 130	234 688	236 749	240 784	243 844	247 165	251 050
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	152 444	156 255	160 161	164 165	168 269	172 476	176 788	181 208
Спецодежда	тыс.тг	79 420	81 405	83 440	85 526	87 664	89 856	92 102	94 405
ГСМ и топливо	тыс.тг	34 823	34 306	33 925	33 315	33 025	32 680	32 311	31 966
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	2 374 072	2 433 424	2 494 260	2 556 616	2 620 532	2 686 045	2 753 196	2 822 026
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	67 853	69 320	70 821	72 379	73 967	75 619	77 300	79 025
Геофизические работы	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270
Командировочные	тыс.тг	2 266	2 323	2 381	2 441	2 502	2 564	2 628	2 694
Проживание на вахте	тыс.тг	332 722	341 040	349 566	358 305	367 263	376 445	385 856	395 502
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	28 042	28 744	29 462	30 199	30 954	31 727	32 521	33 334
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	739 901	758 398	777 358	796 792	816 712	837 130	858 058	879 510
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	421	432	443	454	465	477	489	501
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	877 352	899 286	921 768	944 812	968 432	992 643	1 017 459	1 042 896
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	93 061	95 387	97 772	100 216	102 721	105 289	107 922	110 620
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	172 008	172 899	174 976	175 954	178 169	179 231	180 820	182 600
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	19 030	19 506	19 993	20 493	21 005	21 530	22 069	22 620
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	754 489	773 351	792 685	812 502	832 815	853 635	874 976	896 850
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	494 427	506 788	519 457	532 444	545 755	559 399	573 384	587 718
Страхование	тыс.тг	84 240	86 346	88 504	90 717	92 985	95 309	97 692	100 134
Диагностика	тыс.тг	1 875	1 922	1 970	2 019	2 069	2 121	2 174	2 229
Услуги связи	тыс.тг	51 263	52 545	53 858	55 205	56 585	58 000	59 450	60 936
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	90 550	92 813	95 134	97 512	99 950	102 449	105 010	107 635
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	7 368 216	7 525 605	7 689 949	7 856 413	8 030 755	8 207 006	8 388 345	8 574 950
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	408 641	418 857	429 329	440 062	451 063	462 340	473 899	485 746
Налог на имущество	тыс.тг	64 278	55 425	47 831	41 338	35 771	30 533	25 988	22 121
Земельный налог	тыс.тг	361	370	379	388	398	408	418	429
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	55 120	56 498	57 910	59 358	60 842	62 363	63 922	65 520
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	430 487	424 092	419 387	411 845	408 259	403 985	399 423	395 169
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 847	1 893	1 119	1 147	1 176	1 205	1 236	1 267
Расходы на НИОКР	тыс.тг	67 853	69 320	70 821	72 379	73 967	75 619	77 300	79 025
Итого производственных затрат	тыс.тг	8 396 803	8 552 060	8 716 725	8 882 930	9 062 231	9 243 459	9 430 529	9 624 227
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 256 651	2 223 124	2 198 461	2 158 926	2 140 127	2 117 725	2 093 807	2 071 510
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	131 528	134 816	138 187	141 642	145 183	148 812	152 532	156 346
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 388 180	2 357 941	2 336 648	2 300 567	2 285 309	2 266 537	2 246 340	2 227 855
Общие и административные расходы									
Административные расходы	тыс.тг	3 470 779	3 557 549	3 646 487	3 737 650	3 831 091	3 926 868	4 025 040	4 125 666
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	2 075 438	2 127 324	2 180 507	2 235 020	2 290 895	2 348 168	2 406 872	2 467 044
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	301 683	309 225	316 956	324 879	333 001	341 326	349 860	358 606
Другие административные расходы	тыс.тг	1 093 658	1 121 000	1 149 025	1 177 750	1 207 194	1 237 374	1 268 308	1 300 016
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	39 063	37 544	36 222	34 703	33 562	32 400	31 253	30 166
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	39 063	37 544	36 222	34 703	33 562	32 400	31 253	30 166
Итого не производственные затраты	тыс.тг	5 898 022	5 953 033	6 019 357	6 072 920	6 149 962	6 225 805	6 302 633	6 383 687
Итого затраты	тыс.тг	14 294 825	14 505 093	14 736 082	14 955 850	15 212 193	15 469 264	15 733 162	16 007 914
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг	17 256 436	17 001 529	16 797 861	16 496 745	16 353 870	16 183 519	16 001 619	15 832 094
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	14 294 825	14 505 093	14 736 082	14 955 850	15 212 193	15 469 264	15 733 162	16 007 914
Операционный доход	тыс.тг	2 961 611	2 496 436	2 061 779	1 540 895	1 141 677	714 255	268 457	-175 820
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	627 270	606 938	586 453	565 746	547 713	528 626	509 785	491 940
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 268 134	1 894 030	1 546 330	1 090 663	756 645	185 629	-241 328	-667 761
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	693 477	602 406	515 449	450 232	385 032	327 487	278 556	236 950

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 201 927	1 898 562	1 617 335	1 206 178	919 326	386 768	-10 099	-412 770
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 201 927	1 898 562	1 617 335	1 206 178	919 326	386 768	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	453 627	378 806	309 266	218 133	151 329	77 354	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	1 814 507	1 515 224	1 237 064	872 531	605 316	108 275	-241 328	-667 761
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 814 507	1 515 224	1 237 064	872 531	605 316	108 275	-241 328	-667 761

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	22	23	24	25	26	27	28
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	33 979	34 578	35 336	36 113	36 760	36 165	36 418
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	256 784	261 316	267 041	272 914	277 803	273 303	275 221
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	175 962	180 361	174 600	178 965	172 648	176 965	181 389
Спецодежда	тыс.тг	91 672	93 964	90 962	93 236	89 946	92 194	94 499
ГСМ и топливо	тыс.тг	31 893	31 652	31 499	31 276	30 824	30 064	29 707
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	2 740 336	2 808 844	2 719 117	2 787 095	2 516 632	2 403 151	2 282 423
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	80 799	76 923	78 650	76 515	77 730	73 171	72 243
Геофизические работы	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	656 270	656 270	656 270	656 270	656 270	623 457	623 457
Командировочные	тыс.тг	2 616	2 681	2 596	2 661	2 567	2 631	2 697
Проживание на вахте	тыс.тг	384 053	393 655	381 080	390 607	376 821	386 241	395 897
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	32 369	33 178	32 118	32 921	31 759	32 553	33 367
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	854 050	875 401	847 437	868 623	837 966	858 915	880 388
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	486	499	483	495	477	489	501
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	911 436	934 222	904 379	875 489	794 907	814 780	835 150
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	107 418	110 103	106 586	109 251	105 395	108 029	110 730
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиями	тыс.тг	184 432	180 615	182 232	180 154	181 311	176 795	175 737
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	23 186	23 766	24 360	24 969	25 593	26 233	26 889
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	783 800	803 395	777 731	797 174	769 039	700 680	718 197
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	570 705	584 973	566 286	580 443	559 957	573 956	588 305
Страхование	тыс.тг	97 236	99 667	96 483	98 895	95 405	97 790	100 234
Диагностика	тыс.тг	2 164	2 218	2 147	2 201	2 123	2 176	2 231
Услуги связи	тыс.тг	59 172	60 651	58 714	60 182	58 057	59 509	60 997
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	104 519	107 132	103 710	106 303	102 551	105 115	107 743
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	8 185 338	8 356 064	8 139 816	8 262 750	7 802 541	7 706 317	7 634 418
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	471 685	483 477	468 033	479 733	433 180	413 646	392 866
Налог на имущество	тыс.тг	18 832	16 035	13 654	11 629	9 906	8 439	7 191
Земельный налог	тыс.тг	439	450	462	473	485	497	509
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	67 158	68 837	70 558	72 322	74 130	75 983	77 883
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	394 257	391 283	389 387	386 629	381 048	371 650	367 238
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 298	1 331	1 364	699	716	734	753
Расходы на НИОКР	тыс.тг	80 799	76 923	78 650	76 515	77 730	73 171	72 243
Итого производственных затрат	тыс.тг	9 219 807	9 394 399	9 161 923	9 290 750	8 779 735	8 650 438	8 553 100
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 066 729	2 051 137	2 041 201	2 026 744	1 997 488	1 948 222	1 925 093
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	160 254	164 261	168 367	172 576	176 891	181 313	185 846
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 226 983	2 215 398	2 209 568	2 199 320	2 174 379	2 129 535	2 110 939
Общие и административные расходы								
Административные расходы	тыс.тг	4 076 371	4 178 280	4 122 584	4 225 649	4 163 029	3 941 332	3 906 298
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	2 395 629	2 455 520	2 377 080	2 436 507	2 350 512	2 124 847	2 061 352
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	348 225	356 931	345 529	354 167	341 667	308 865	299 635
Другие административные расходы	тыс.тг	1 332 517	1 365 829	1 399 975	1 434 975	1 470 849	1 507 620	1 545 311
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	29 362	28 430	27 602	26 738	25 710	24 464	23 584
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	29 362	28 430	27 602	26 738	25 710	24 464	23 584

Составляющие	Ед.изм	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	22	23	24	25	26	27	28
Итого не производственные затраты	тыс.тг	6 332 717	6 422 109	6 359 754	6 451 707	6 363 117	6 095 331	6 040 821
Итого затраты	тыс.тг	15 552 524	15 816 507	15 521 677	15 742 458	15 142 852	14 745 769	14 593 922
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг	15 796 248	15 677 924	15 602 766	15 479 154	15 256 265	14 880 696	14 704 579
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	15 552 524	15 816 507	15 521 677	15 742 458	15 142 852	14 745 769	14 593 922
Операционный доход	тыс.тг	243 723	-138 583	81 089	-263 304	113 412	134 927	110 657
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	478 710	463 408	449 815	435 647	418 817	398 476	384 080
Балансовая прибыль	тыс.тг	-234 987	-601 991	-368 726	-698 951	-305 405	-263 549	-273 423
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	201 570	171 484	145 899	124 141	105 637	89 899	76 513
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	42 153	-310 068	-64 811	-387 445	7 776	45 029	34 144
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	42 153	0	0	0	7 776	45 029	34 144
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	-234 987	-601 991	-368 726	-698 951	-305 405	-263 549	-273 423
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	-234 987	-601 991	-368 726	-698 951	-305 405	-263 549	-273 423

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	448 268 855	33 187 351	25 138 945	20 305 096	19 874 502	19 424 327	18 859 395	18 542 936	18 237 521	17 876 584	17 500 892	17 256 436
Итого приток средств	тыс.тг	448 268 855	33 187 351	25 138 945	20 305 096	19 874 502	19 424 327	18 859 395	18 542 936	18 237 521	17 876 584	17 500 892	17 256 436
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	373 513 109	21 195 815	15 518 017	13 289 805	13 254 644	13 483 994	13 414 006	13 575 305	13 746 082	13 915 851	14 089 496	14 294 825
прямые затраты	тыс.тг	185 717 265	6 738 530	5 828 183	6 077 025	6 238 526	6 499 212	6 634 627	6 775 393	6 918 755	7 065 180	7 213 353	7 368 216
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	28 646 791	2 385 138	1 760 996	1 384 985	1 317 587	1 297 513	1 079 859	1 064 346	1 052 187	1 041 264	1 032 281	1 028 587
расходы периода	тыс.тг	159 149 052	12 072 147	7 928 837	5 827 795	5 698 531	5 687 270	5 699 521	5 735 566	5 775 140	5 809 407	5 843 862	5 898 022
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	9 511 736	3 715 948	4 714 821	134 930	160 529	117 986	125 241	65 512	107 124	46 226	93 970	31 082
Бурение	тыс.тг	6 531 883	2 269 280	4 262 604	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	2 979 852	1 446 669	452 217	134 930	160 529	117 986	125 241	65 512	107 124	46 226	93 970	31 082
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	10 947 978	1 928 468	1 383 244	939 086	924 666	845 012	793 628	740 340	679 784	604 957	520 280	453 627
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	204 881	141 733	63 148	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	392 357 944	26 981 965	21 679 229	14 363 820	14 339 838	14 446 992	14 332 875	14 381 157	14 532 990	14 567 033	14 703 746	14 779 534
Поток денежной наличности	тыс.тг	55 910 911	6 205 386,23	3 459 715,87	5 941 275,53	5 534 663,70	4 977 335,21	4 526 519,75	4 161 778,68	3 704 531,07	3 309 550,98	2 797 145,42	2 476 902,06
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	33 851 663	6 205 386	3 121 079	4 835 132	4 063 349	3 296 508	2 704 493	2 243 183	1 801 289	1 451 722	1 106 863	884 203
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	29 445 096	6 205 386	3 008 449	4 492 458	3 639 131	2 845 808	2 250 480	1 799 252	1 392 670	1 081 898	795 123	612 252
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	25 542 390	6 205 386	2 883 097	4 125 886	3 202 930	2 400 335	1 819 107	1 393 771	1 033 867	769 696	542 106	400 034
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	55 910 911	6 205 386	9 665 102	15 606 378	21 141 041	26 118 377	30 644 896	34 806 675	38 511 206	41 820 757	44 617 902	47 094 805
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	33 851 663	6 205 386	9 326 465	14 161 597	18 224 946	21 521 454	24 225 947	26 469 130	28 270 419	29 722 141	30 829 004	31 713 207
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	29 445 096	6 205 386	9 213 835	13 706 293	17 345 424	20 191 231	22 441 712	24 240 964	25 633 634	26 715 532	27 510 655	28 122 908
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	25 542 390	6 205 386	9 088 483	13 214 369	16 417 299	18 817 634	20 636 741	22 030 512	23 064 379	23 834 075	24 376 180	24 776 214

Продолжение таблицы П.4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	17 001 529	16 797 861	16 496 745	16 353 870	16 183 519	16 001 619	15 832 094	15 796 248	15 677 924	15 602 766	15 479 154	15 256 265	14 880 696	14 704 579
Итого приток средств	тыс.тг	17 001 529	16 797 861	16 496 745	16 353 870	16 183 519	16 001 619	15 832 094	15 796 248	15 677 924	15 602 766	15 479 154	15 256 265	14 880 696	14 704 579
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	14 505 093	14 736 082	14 955 850	15 212 193	15 469 264	15 733 162	16 007 914	15 552 524	15 816 507	15 521 677	15 742 458	15 142 852	14 745 769	14 593 922
прямые затраты	тыс.тг	7 525 605	7 689 949	7 856 413	8 030 755	8 207 006	8 388 345	8 574 950	8 185 338	8 356 064	8 139 816	8 262 750	7 802 541	7 706 317	7 634 418
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	1 026 455	1 026 776	1 026 517	1 031 476	1 036 454	1 042 185	1 049 277	1 034 469	1 038 335	1 022 107	1 028 001	977 194	944 121	918 683
расходы периода	тыс.тг	5 953 033	6 019 357	6 072 920	6 149 962	6 225 805	6 302 633	6 383 687	6 332 717	6 422 109	6 359 754	6 451 707	6 363 117	6 095 331	6 040 821
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	84 391	20 900	79 023	14 053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	84 391	20 900	79 023	14 053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	378 806	309 266	218 133	151 329	77 354	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	14 968 290	15 066 248	15 253 006	15 377 575	15 469 646	15 571 153	15 838 772	15 400 332	15 661 541	15 352 779	15 577 803	14 942 081	14 482 928	14 286 609
Поток денежной наличности	тыс.тг	2 033 239,05	1 731 613,25	1 243 739,16	976 295,14	713 872,87	430 466,74	-6 677,75	395 915,70	16 382,83	249 986,69	-98 649,09	314 183,99	397 768,26	417 969,36
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг														
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	654 781	503 063	325 961	230 824	152 260	82 826	-1 159	61 996	2 314	31 857	-11 341	32 584	37 214	35 277
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	437 031	323 651	202 142	137 978	87 731	46 002	-621	31 992	1 151	15 274	-5 241	14 515	15 980	14 601
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	273 650	194 212	116 245	76 040	46 334	23 283	-301	14 871	513	6 521	-2 144	5 691	6 004	5 258
Накопленный поток денежной наличности															
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	49 128 044	50 859 657	52 103 396	53 079 691	53 793 564	54 224 031	54 217 353	54 613 269	54 629 652	54 879 638	54 780 989	55 095 173	55 492 941	55 910 911
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	32 367 987	32 871 051	33 197 011	33 427 836	33 580 095	33 662 922	33 661 763	33 723 758	33 726 072	33 757 929	33 746 588	33 779 172	33 816 386	33 851 663
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	28 559 939	28 883 590	29 085 732	29 223 710	29 311 441	29 357 443	29 356 823	29 388 815	29 389 966	29 405 240	29 399 999	29 414 514	29 430 494	29 445 096
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	25 049 863	25 244 075	25 360 320	25 436 360	25 482 694	25 505 977	25 505 676	25 520 547	25 521 060	25 527 581	25 525 437	25 531 128	25 537 132	25 542 390

Таблица П.4.2.6 – Капитальные вложения (Вариант 3)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)											
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	22 866 715	-	2 078 792	-	4 157 585	4 157 585	2 078 792	-	2 078 792	4 157 585
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	945 173	105 019	157 529	52 510	105 019	105 019	52 510	-	52 510	105 019
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	54 931	-	-	21 972	-	-	-	21 972	10 986	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	10 986	10 986	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	30 114 182	2 194 798	2 236 321	74 482	4 262 604	4 262 604	2 131 302	21 972	2 142 288	4 262 604
Итого с инфляцией	тыс.тг	33 708 361	2 194 798	2 236 321	74 482	4 262 604	4 262 604	2 237 867	24 224,43	2 479 966	5 181 222
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО											
Обустройство промысла											
Обустройство скважины	тыс.тг	1 344 896	-	131 456	-	242 688	242 688	121 344	-	121 344	242 688
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	220 923	15 780	15 780	-	31 560	31 560	15 780	-	15 780	31 560
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	205 087	14 649	14 649	-	29 298	29 298	14 649	-	14 649	29 298
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	39 000	3 000	0	6 000	6 000	3 000	0	3 000	6 000	6 000
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	113 868	113 868		-	-	-	-		-	-
Реконструкция общей системы пожаротушения, (оповещения) и сигнализации на производственных объектах ЦДНГ-2 (Ю.Каратобе).+АН	тыс.тг	377 475	377 475	-	-	-	-	-		-	-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях ТОО КТМ	тыс.тг	24 698	4 768	4 839	4 926	5 026	5 139	-		-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах в Актыубинской области	тыс.тг	91 862	11 862	20 000	20 000	20 000	20 000	-		-	-
НИР	тыс.тг	437 444	127 444	20 000	20 000	45 000	-	45 000		45 000	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	107 253	-	-	40 000	-	-	-	44 100	23 153	-
Приобретение ОС и НМА	тыс.тг	1 303 293	614 823	83 608	90 004	90 503	92 846	74 277	59 422	47 537	38 030
Обустройство водонагнетательной скважины	тыс.тг	360 000	120 000	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	4 625 798	1 403 669	290 332	180 930	470 076	424 532	271 050	106 522	273 463	347 577
Итого с инфляцией	тыс.тг	5 004 005	1 403 669	290 332	180 930	470 076	424 532	284 603	117 440	316 568	422 481
ВСЕГО	тыс.тг	34 739 980	3 598 467	2 526 653	255 412	4 732 680	4 687 136	2 402 352	128 494	2 415 751	4 610 180
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	38 712 365	3 598 467	2 526 653	255 412	4 732 680	4 687 136	2 522 470	141 664,67	2 796 534	5 603 703

Продолжение таблицы П.4.2.6

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	13	14	15	16	17	18	19
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)								
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	-	4 157 585	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	105 019	105 019	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	4 262 604	4 262 604	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	5 310 752	5 443 521	-	-	-	-	-

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	13	14	15	16	17	18	19
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО								
Обустройство промысла								
Обустройство скважины	тыс.тг	-	242 688	-	-	-	-	-
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	31 560	31 560	-	-	-	-	-
Разработка технического проекта со сметной стоимостью на строительство скважин	тыс.тг	29 298	29 298	-	-	-	-	-
Проект землеустроительных работ под строительство проектной скважины	тыс.тг	6 000	0	0	0	0	0	0
Строительство и модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция общей системы пожаротушения, (оповещения) и сигнализации на производственных объектах ЦДНГ-2 (Ю.Каратобе).+АН	тыс.тг	-	-	-	-	-	-	-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях ТОО КТМ	тыс.тг	-	-	-	-	-	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами проводимых на объектах в Актюбинской области	тыс.тг	-	-	-	-	-	-	-
НИР	тыс.тг	45 000	-	45 000	-	45 000	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	-	-	-	-	-	-	-
Приобретение ОС и НМА	тыс.тг	30 424	24 339	19 471	15 577	12 462	9 969	-
Обустройство водонагнетательной скважины	тыс.тг	240 000	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	382 283	327 886	64 471	15 577	57 462	9 969	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	476 283	418 724	84 391	20 900	79 023	14 053	-
ВСЕГО	тыс.тг	4 644 886	4 590 490	64 471	15 577	57 462	9 969	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	5 787 036	5 862 245	84 391	20 900	79 023	14 053	-

Таблица П.4.2.7 - Бюджетная эффективность (Вариант 3)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДС (с выручки)	тыс.тг	68 416 395	2 120 653	2 907 989	3 206 696	3 440 190	3 601 319	3 766 502	3 647 808	3 453 844	3 509 167	3 499 981
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	9 404 564	236 777	279 129	270 080	316 947	367 825	394 974	368 044	377 245	425 344	435 977
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	6 938 790	171 729	204 934	199 389	233 988	271 550	291 593	271 711	278 504	314 014	321 864
Налог на имущество	тыс.тг	4 021 165	190 422	200 262	188 070	191 761	223 142	235 719	217 425	203 615	226 692	265 366
Прочие налоги	тыс.тг	1 160 226	39 103	41 058	43 111	45 266	47 529	48 718	49 936	51 184	52 464	53 775
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 586 414	2 530 793	1 055 621	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 242 689	3 195 445	1 047 243	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	14 879 795	1 896 127	1 116 371	700 350	751 427	786 674	822 780	796 787	754 328	766 400	764 359
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	33 090	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 632	1 673	1 715	1 758	1 802
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	11 569 366	2 001 187	1 535 814	1 206 991	1 187 843	1 021 096	1 054 267	1 135 158	890 854	601 547	423 284
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	559 948	186 033	188 695	128 829	56 392	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	-12 020 348	8 328 555	2 762 731	-468 286	-654 974	-881 910	-916 820	-807 074	-896 399	-1 120 950	-1 233 553
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	39 822 273	2 153 922	1 683 221	1 253 382	2 165 039	2 326 845	1 976 014	1 464 322	1 925 866	2 517 039	2 586 203
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-29 682 561	33 269	-1 224 768	-1 953 314	-1 275 152	-1 274 474	-1 790 488	-2 183 486	-1 527 978	-1 120 950	-1 233 553
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	57 484 486	10 449 208	5 670 719	2 738 411	2 785 216	2 719 409	2 849 682	2 840 733	2 557 445	2 517 039	2 586 203

Продолжение таблицы П.4.2.7

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
НДС (с выручки)	тыс.тг	3 569 767	3 461 177	3 351 180	3 293 036	3 268 269	3 215 297	3 157 798	3 099 963	3 017 753	2 940 643	2 887 360
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	487 502	499 689	512 182	524 986	538 111	551 564	565 353	579 486	569 225	558 088	546 038
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	359 902	368 900	378 122	387 575	397 265	407 196	417 376	427 811	420 235	412 013	403 117
Налог на имущество	тыс.тг	299 883	292 862	249 653	212 886	181 588	154 477	131 340	111 671	94 949	80 734	68 649
Прочие налоги	тыс.тг	55 120	56 498	57 910	59 358	60 842	62 363	63 922	65 520	67 158	68 837	70 558
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	779 594	539 862	522 652	513 542	510 079	501 787	492 788	483 736	470 875	458 810	450 468
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 847	1 893	1 941	1 989	1 176	1 205	1 236	1 267	1 298	1 331	1 364
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	164 509	141 408	100 475	61 522	43 413	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	-1 421 411	-1 560 065	-1 528 246	-1 531 177	-1 535 796	-1 536 705	-1 485 784	-1 430 473	-1 394 013	-1 360 831	-1 347 167
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	2 703 325	1 694 966	1 666 701	1 694 356	1 706 726	1 724 089	1 744 140	1 765 041	1 710 214	1 689 166	1 671 697

Возврат НДС Государством	тыс.тг	-1 421 411	-1 560 065	-1 528 246	-1 531 177	-1 535 796	-1 536 705	-1 485 784	-1 430 473	-1 394 013	-1 360 831	-1 347 167
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	2 703 325	1 694 966	1 666 701	1 694 356	1 706 726	1 724 089	1 744 140	1 765 041	1 710 214	1 689 166	1 671 697

Таблица П.4.2.8 - Производственный доход (Вариант 3)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефть	тыс.тонн	4 999	283,71	290,90	281,71	290,58	293,19	299,17	282,65	261,06	258,77	251,79
Товарный газ	млн. м³	63	3,467	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	128	98,62	29,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на внутренний рынок	тыс. тонн	4 871	185,08	261,81	281,71	290,58	293,19	299,17	282,65	261,06	258,77	251,79
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м³	63	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	207 619	207 619,20	236 390,40	119 923,20	119 923,20	119 923,20	122 921,28	125 994,31	129 144,17	132 372,77	135 682,09
на внутренний рынок	тг/тонн	71 439	71 439,38	69 298,44	71 031,60	73 883,90	76 660,94	78 577,47	80 541,90	82 555,45	84 619,34	86 734,82
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м³	9 188	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 187,60	9 417,29	9 652,72	9 894,04	10 141,39	10 394,93
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	27 353 032	20 476 415	6 876 617	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг тыс	426 940 658	13 222 228	18 143 077	20 009 999	21 469 337	22 476 390	23 507 990	22 765 332	21 552 222	21 897 136	21 838 842
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	661 809	31 853,41	31 853,41	31 853,41	31 853,41	31 853,41	32 649,74	33 465,99	34 302,64	35 160,20	36 039,21
Итоговый производственный доход	тг тыс	454 955 498	33 730 496	25 051 548	20 041 853	21 501 190	22 508 244	23 540 640	22 798 798	21 586 525	21 932 296	21 874 881

Продолжение таблицы П.4.2.8

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нефть	тыс.тонн	250,54	236,97	223,82	214,56	207,91	199,55	191,19	183,10	173,88	165,30	158,33
Товарный газ	млн. м³	3,47	3,47	3,47	3,47	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на внутренний рынок	тыс. тонн	250,54	236,97	223,82	214,56	207,91	199,55	191,19	183,10	173,88	165,30	158,33
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м³	3,47	3,47	3,47	3,47	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	139 074,15	142 551,00	146 114,77	149 767,64	153 511,83	157 349,63	161 283,37	165 315,46	169 448,34	173 684,55	178 026,66
на внутренний рынок	тг/тонн	88 903,19	91 125,77	93 403,91	95 739,01	98 132,49	100 585,80	103 100,45	105 677,96	108 319,91	111 027,90	113 803,60
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м³	10 654,80	10 921,17	11 194,20	11 474,05	11 760,90	12 054,93	12 356,30	12 665,21	12 981,84	13 306,38	13 639,04
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг тыс	22 274 103	21 594 494	20 906 066	20 541 696	20 403 159	20 071 497	19 711 528	19 349 441	18 834 990	18 352 407	18 018 724
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	36 940,19	37 864	38 810	39 781	23 522	24 110	24 713	25 330	25 964	26 613	27 278
Итоговый производственный доход	тг тыс	22 311 043	21 632 358	20 944 876	20 581 477	20 426 680	20 095 607	19 736 241	19 374 772	18 860 953	18 379 019	18 046 002

Таблица П.4.2.9 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 3)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	752 751	24 670	27 100	28 368	31 279	34 208	37 378	37 725	35 270	35 662
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	5 688 677	186 436	204 800	214 384	236 383	258 512	282 473	285 094	266 541	269 504
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	3 519 923	96 762	107 244	100 753	118 237	137 217	147 345	137 299	140 731	158 675
Спецодежда	тыс.тг	1 833 799	50 411	55 872	52 490	61 599	71 487	76 763	71 530	73 318	82 666
ГСМ и топливо	тыс.тг	859 677	35 603	38 331	38 975	42 213	44 722	46 775	45 297	42 883	43 569
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	54 817 286	1 506 916	1 670 165	1 569 076	1 841 357	2 136 943	2 294 669	2 138 215	2 191 670	2 471 108
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	1 928 308	50 674	85 916	72 741	48 658	98 401	106 777	91 089	64 995	91 025
Геофизические работы	тыс.тг	45 934	3 281	3 281	0	6 562	6 562	3 281	0	3 281	6 562
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	16 484 424	471 436	557 830	557 830	623 457	689 084	721 897	721 897	754 711	820 338
Командировочные	тыс.тг	52 328	1 438	1 594	1 498	1 758	2 040	2 190	2 041	2 092	2 359
Проживание на вахте	тыс.тг	7 682 551	211 192	234 071	219 903	258 063	299 489	321 594	299 667	307 159	346 322
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	647 500	17 800	19 728	18 534	21 750	25 242	27 105	25 257	25 888	29 189
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	17 084 296	469 644	520 522	489 016	573 875	665 997	715 154	666 394	683 054	770 143
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	9 731	268	296	279	327	379	407	380	389	439
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	19 898 768	556 889	617 219	579 861	680 484	789 719	848 008	790 189	809 944	913 212
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	1 880 103	1 880 103	0	0	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	2 148 767	59 069	65 468	61 506	72 179	83 765	89 948	83 815	85 911	96 864
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	4 172 958	165 031	202 751	179 532	153 867	205 770	215 212	198 391	170 147	197 369
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	400 563	13 500	14 175	14 884	15 628	16 409	16 820	17 240	17 671	18 113
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	17 112 178	478 903	530 784	498 658	585 190	679 128	729 254	679 532	696 521	785 327
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	11 416 307	313 832	347 830	326 777	383 483	445 042	477 890	445 307	456 440	514 636
Страхование	тыс.тг	1 945 091	53 470	59 263	55 676	65 337	75 825	81 422	75 871	77 767	87 683
Диагностика	тыс.тг	43 289	1 190	1 319	1 239	1 454	1 688	1 812	1 689	1 731	1 951
Услуги связи	тыс.тг	1 183 665	32 539	36 064	33 881	39 760	46 143	49 549	46 170	47 325	53 358
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	2 090 789	57 475	63 702	59 846	70 231	81 505	87 521	81 554	83 593	94 251
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	173 699 662	6 738 530	5 465 325	5 175 706	5 933 131	6 895 277	7 381 245	6 941 642	7 039 030	7 890 323
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	9 404 564	236 777	279 129	270 080	316 947	367 825	394 974	368 044	377 245	425 344
Налог на имущество	тыс.тг	4 021 165	190 422	200 262	188 070	191 761	223 142	235 719	217 425	203 615	226 692
Земельный налог	тыс.тг	7 589	256	269	282	296	311	319	327	335	343
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 160 226	39 103	41 058	43 111	45 266	47 529	48 718	49 936	51 184	52 464
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	14 879 795	1 896 127	1 116 371	700 350	751 427	786 674	822 780	796 787	754 328	766 400
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	33 090	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 632	1 673	1 715	1 758
Расходы на НИОКР	тыс.тг	1 928 308	50 674	85 916	72 741	48 658	98 401	106 777	91 089	64 995	91 025
Итого производственных затрат	тыс.тг	205 134 399	9 153 480	7 189 922	6 451 931	7 289 078	8 420 751	8 992 164	8 466 922	8 492 446	9 454 348
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	59 363 630	4 080 445	3 070 754	2 914 425	2 906 225	2 932 330	3 080 772	2 983 445	2 824 464	2 869 666
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 586 414	2 530 793	1 055 621	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 242 689	3 195 445	1 047 243	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	2 780 385	102 431	100 664	102 872	108 016	113 416	116 252	119 158	122 137	125 190
Итого расходы по реализации	тыс.тг	69 973 117	9 909 114	5 274 282	3 017 297	3 014 240	3 045 746	3 197 024	3 102 603	2 946 601	2 994 856
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	77 881 307	2 264 946	2 479 658	2 426 472	2 741 872	3 082 745	3 264 251	3 131 761	3 210 055	3 515 241
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	47 921 825	1 317 361	1 460 075	1 371 702	1 609 732	1 868 137	2 006 023	1 869 249	1 915 980	2 160 268
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	6 938 790	171 729	204 934	199 389	233 988	271 550	291 593	271 711	278 504	314 014
Другие административные расходы	тыс.тг	23 020 693	775 856	814 649	855 382	898 151	943 058	966 635	990 801	1 015 571	1 040 960
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	1 153 183	65 451	67 110	64 989	67 036	67 639	69 018	65 207	60 227	59 698
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	1 153 183	65 451	67 110	64 989	67 036	67 639	69 018	65 207	60 227	59 698
Итого не производственные затраты	тыс.тг	149 007 607	12 239 511	7 821 050	5 508 757	5 823 148	6 196 129	6 530 292	6 299 571	6 216 883	6 569 795
Итого затраты	тыс.тг	354 142 006	21 392 990	15 010 972	11 960 689	13 112 227	14 616 881	15 522 455	14 766 492	14 709 329	16 024 143
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	454 955 498	33 730 496	25 051 548	20 041 853	21 501 190	22 508 244	23 540 640	22 798 798	21 586 525	21 932 296
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	354 142 006	21 392 990	15 010 972	11 960 689	13 112 227	14 616 881	15 522 455	14 766 492	14 709 329	16 024 143
Операционный доход	тыс.тг	100 813 492	12 337 506	10 040 575	8 081 164	8 388 964	7 891 363	8 018 185	8 032 305	6 877 196	5 908 153
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	31 677 420	579 160	698 569	687 380	944 820	1 212 194	1 381 996	1 313 475	1 361 592	1 651 289

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Балансовая прибыль	тыс.тг	51 542 135	10 005 933	7 679 069	6 034 953	5 939 214	5 105 482	5 271 334	5 675 790	4 454 270	3 007 736
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	46 507 355	2 331 573	2 361 507	2 046 211	2 449 750	2 785 881	2 746 851	2 356 516	2 422 926	2 900 417
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	36 712 200	8 253 520	6 016 131	4 676 123	4 434 284	3 531 795	3 906 479	4 632 749	3 392 936	1 758 608
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	41 447 323	8 253 520	6 016 131	4 676 123	4 434 284	3 531 795	3 906 479	4 632 749	3 392 936	1 758 608
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	11 569 366	2 001 187	1 535 814	1 206 991	1 187 843	1 021 096	1 054 267	1 135 158	890 854	601 547
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	39 972 769	8 004 746	6 143 255	4 827 963	4 751 371	4 084 386	4 217 067	4 540 632	3 563 416	2 406 189
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	559 948	186 033	188 695	128 829	56 392	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	39 412 821	7 818 713	5 954 560	4 699 134	4 694 979	4 084 386	4 217 067	4 540 632	3 563 416	2 406 189

Продолжение таблицы П.4.2.9

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	36 063	36 990	37 005	36 858	37 185	37 907	38 368	38 889	39 552	40 098	40 629	41 545
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	272 537	279 542	279 655	278 543	281 015	286 469	289 955	293 890	298 905	303 031	307 039	313 967
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	162 641	181 863	186 409	191 070	195 846	200 742	205 761	210 905	216 178	212 349	208 195	203 700
Спецодежда	тыс.тг	84 732	94 746	97 115	99 543	102 031	104 582	107 197	109 877	112 624	110 629	108 465	106 123
ГСМ и топливо	тыс.тг	43 453	44 319	42 967	41 597	40 872	40 597	39 937	39 221	38 500	37 477	36 516	35 852
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	2 532 886	2 832 227	2 903 032	2 975 608	3 049 998	3 126 248	3 204 405	3 284 515	3 366 628	3 307 010	3 242 308	3 172 304
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	125 805	128 689	138 300	85 571	87 372	89 266	91 246	93 247	95 302	97 420	93 682	92 132
Геофизические работы	тыс.тг	6 562	6 562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	820 338	885 965	885 965	885 965	885 965	885 965	885 965	885 965	885 965	885 965	885 965	885 965
Командировочные	тыс.тг	2 418	2 704	2 771	2 840	2 912	2 984	3 059	3 135	3 214	3 157	3 095	3 028
Проживание на вахте	тыс.тг	354 980	396 932	406 855	417 027	427 452	438 138	449 092	460 319	471 827	463 472	454 404	444 593
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	29 918	33 454	34 291	35 148	36 027	36 927	37 850	38 797	39 767	39 062	38 298	37 471
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	789 396	882 689	904 756	927 375	950 559	974 323	998 681	1 023 648	1 049 240	1 030 659	1 010 494	988 677
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	450	503	515	528	541	555	569	583	598	587	576	563
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	936 042	1 046 665	1 072 832	1 099 653	1 127 144	1 155 323	1 184 206	1 213 811	1 244 156	1 099 912	1 078 392	1 055 108
Услуги по утилизации ПНГ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Консультационные услуги	тыс.тг	99 286	111 020	113 795	116 640	119 556	122 545	125 609	128 749	131 967	129 631	127 094	124 350
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	234 005	238 494	247 637	191 852	191 411	193 923	195 321	197 241	199 360	201 546	197 877	196 222
Расходы на социальную сферу	тыс.тг	18 566	19 030	19 506	19 993	20 493	21 005	21 530	22 069	22 620	23 186	23 766	24 360
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	804 960	900 092	922 594	945 659	969 301	993 533	1 018 372	1 043 831	1 069 927	945 882	927 376	907 353
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	527 502	589 843	604 589	619 703	635 196	651 076	667 353	684 037	701 137	688 722	675 247	660 667
Страхование	тыс.тг	89 875	100 496	103 009	105 584	108 224	110 929	113 702	116 545	119 459	117 343	115 047	112 563
Диагностика	тыс.тг	2 000	2 237	2 293	2 350	2 409	2 469	2 530	2 594	2 659	2 612	2 560	2 505
Услуги связи	тыс.тг	54 692	61 156	62 685	64 252	65 858	67 505	69 192	70 922	72 695	71 408	70 011	68 499
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	96 607	108 024	110 725	113 493	116 330	119 238	122 219	125 275	128 407	126 133	123 665	120 995
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	8 125 715	8 984 241	9 179 300	9 256 852	9 453 698	9 662 251	9 872 118	10 088 063	10 310 685	9 937 289	9 770 699	9 598 543
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	435 977	487 502	499 689	512 182	524 986	538 111	551 564	565 353	579 486	569 225	558 088	546 038
Налог на имущество	тыс.тг	265 366	299 883	292 862	249 653	212 886	181 588	154 477	131 340	111 671	94 949	80 734	68 649
Земельный налог	тыс.тг	352	361	370	379	388	398	408	418	429	439	450	462
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	53 775	55 120	56 498	57 910	59 358	60 842	62 363	63 922	65 520	67 158	68 837	70 558
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	764 359	779 594	539 862	522 652	513 542	510 079	501 787	492 788	483 736	470 875	458 810	450 468
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	1 802	1 847	1 893	1 941	1 989	1 176	1 205	1 236	1 267	1 298	1 331	1 364
Расходы на НИОКР	тыс.тг	125 805	128 689	138 300	85 571	87 372	89 266	91 246	93 247	95 302	97 420	93 682	92 132
Итого производственных затрат	тыс.тг	9 773 152	10 737 236	10 708 775	10 687 137	10 854 220	11 043 711	11 235 168	11 436 366	11 648 096	11 238 653	11 032 630	10 828 214
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 862 026	2 919 068	2 830 004	2 739 784	2 692 033	2 673 877	2 630 412	2 583 237	2 535 785	2 468 365	2 405 122	2 361 392
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс.тг	128 320	131 528	134 816	138 187	141 642	145 183	148 812	152 532	156 346	160 254	164 261	168 367
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 990 347	3 050 596	2 964 820	2 877 971	2 833 674	2 819 060	2 779 224	2 735 770	2 692 131	2 628 620	2 569 382	2 529 759
Общие и административные расходы													
Административные расходы	тыс.тг	3 603 122	3 929 522	4 027 760	4 128 454	4 231 665	4 337 457	4 445 893	4 557 041	4 670 967	4 643 773	4 612 301	4 576 352
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	2 214 274	2 475 961	2 537 860	2 601 307	2 666 339	2 732 998	2 801 323	2 871 356	2 943 140	2 891 022	2 834 458	2 773 260

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	321 864	359 902	368 900	378 122	387 575	397 265	407 196	417 376	427 811	420 235	412 013	403 117
Другие административные расходы	тыс.тг	1 066 984	1 093 658	1 121 000	1 149 025	1 177 750	1 207 194	1 237 374	1 268 308	1 300 016	1 332 517	1 365 829	1 399 975
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	58 087	57 800	54 669	51 636	49 498	47 965	46 035	44 106	42 240	40 114	38 133	36 527
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	58 087	57 800	54 669	51 636	49 498	47 965	46 035	44 106	42 240	40 114	38 133	36 527
Итого не производственные затраты	тыс.тг	6 651 555	7 037 918	7 047 250	7 058 060	7 114 838	7 204 482	7 271 152	7 336 917	7 405 338	7 312 507	7 219 816	7 142 638
Итого затраты	тыс.тг	16 424 707	17 775 154	17 756 025	17 745 198	17 969 057	18 248 192	18 506 320	18 773 283	19 053 433	18 551 160	18 252 446	17 970 852
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг	21 874 881	22 311 043	21 632 358	20 944 876	20 581 477	20 426 680	20 095 607	19 736 241	19 374 772	18 860 953	18 379 019	18 046 002
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	16 424 707	17 775 154	17 756 025	17 745 198	17 969 057	18 248 192	18 506 320	18 773 283	19 053 433	18 551 160	18 252 446	17 970 852
Операционный доход	тыс.тг	5 450 174	4 535 889	3 876 333	3 199 678	2 612 419	2 178 488	1 589 287	962 958	321 338	309 793	126 573	75 150
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	1 925 537	2 254 205	2 136 880	2 019 405	1 940 267	1 880 853	1 805 032	1 729 319	1 656 054	1 572 637	1 494 904	1 431 851
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 116 419	822 543	707 039	502 374	307 610	217 065	-215 745	-766 361	-1 334 716	-1 262 844	-1 368 331	-1 356 700
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	3 333 755	3 713 346	3 169 294	2 697 304	2 304 809	1 961 423	1 667 418	1 417 498	1 205 050	1 024 456	870 937	740 434
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	708 202	-636 597	-325 376	-175 524	-56 931	136 496	-78 131	-454 540	-883 712	-714 662	-744 364	-665 284
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	708 202	0	0	0	0	136 496	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	423 284	164 509	141 408	100 475	61 522	43 413	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	1 693 135	658 035	565 631	401 899	246 088	173 652	-215 745	-766 361	-1 334 716	-1 262 844	-1 368 331	-1 356 700
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 693 135	658 035	565 631	401 899	246 088	173 652	-215 745	-766 361	-1 334 716	-1 262 844	-1 368 331	-1 356 700

Таблица П.4.2.10 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 3)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	454 955 498	33 730 496	25 051 548	20 041 853	21 501 190	22 508 244	23 540 640	22 798 798	21 586 525	21 932 296	21 874 881
Итого приток средств	тыс.тг	454 955 498	33 730 496	25 051 548	20 041 853	21 501 190	22 508 244	23 540 640	22 798 798	21 586 525	21 932 296	21 874 881
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	354 142 006	21 392 990	15 010 972	11 960 689	13 112 227	14 616 881	15 522 455	14 766 492	14 709 329	16 024 143	16 424 707
прямые затраты	тыс.тг	173 699 662	6 738 530	5 465 325	5 175 706	5 933 131	6 895 277	7 381 245	6 941 642	7 039 030	7 890 323	8 125 715
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	31 434 737	2 414 950	1 724 597	1 276 226	1 355 948	1 525 474	1 610 918	1 525 280	1 453 416	1 564 025	1 647 437
расходы периода	тыс.тг	149 007 607	12 239 511	7 821 050	5 508 757	5 823 148	6 196 129	6 530 292	6 299 571	6 216 883	6 569 795	6 651 555
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	38 712 365	3 598 467	2 526 653	255 412	4 732 680	4 687 136	2 522 470	141 665	2 796 534	5 603 703	5 787 036
Бурение	тыс.тг	33 708 361	2 194 798	2 236 321	74 482	4 262 604	4 262 604	2 237 867	24 224	2 479 966	5 181 222	5 310 752
Обустройство	тыс.тг	5 004 005	1 403 669	290 332	180 930	470 076	424 532	284 603	117 440	316 568	422 481	476 283
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	11 569 366	2 001 187	1 535 814	1 206 991	1 187 843	1 021 096	1 054 267	1 135 158	890 854	601 547	423 284
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	559 948	186 033	188 695	128 829	56 392	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	403 895 247	27 178 677	19 262 134	13 551 920	19 089 140	20 325 113	19 099 192	16 043 315	18 396 717	22 100 572	22 315 251
Поток денежной наличности	тыс.тг	51 060 251	6 551 819,41	5 789 413,70	6 489 933,16	2 412 049,64	2 183 130,58	4 441 447,74	6 755 482,70	3 189 808,24	-168 275,37	-440 369,92
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	31 362 201	6 551 819	5 222 746	5 281 640	1 770 839	1 445 896	2 653 665	3 641 180	1 551 010	-73 813	-174 259
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	27 628 880	6 551 819	5 034 273	4 907 322	1 585 962	1 248 212	2 208 184	2 920 582	1 199 167	-55 010	-125 181
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	24 381 571	6 551 819	4 824 511	4 506 898	1 395 862	1 052 821	1 784 918	2 262 397	890 217	-39 135	-85 347
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	51 060 251	6 551 819	12 341 233	18 831 166	21 243 216	23 426 346	27 867 794	34 623 277	37 813 085	37 644 810	37 204 440
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	31 362 201	6 551 819	11 774 565	17 056 206	18 827 045	20 272 940	22 926 605	26 567 786	28 118 796	28 044 983	27 870 723
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	27 628 880	6 551 819	11 586 092	16 493 414	18 079 376	19 327 588	21 535 772	24 456 354	25 655 521	25 600 511	25 475 331
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	24 381 571	6 551 819	11 376 331	15 883 229	17 279 091	18 331 912	20 116 831	22 379 228	23 269 445	23 230 310	23 144 963

Продолжение таблицы П.4.2.10

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	22 311 043	21 632 358	20 944 876	20 581 477	20 426 680	20 095 607	19 736 241	19 374 772	18 860 953	18 379 019	18 046 002
Итого приток средств	тыс.тг	22 311 043	21 632 358	20 944 876	20 581 477	20 426 680	20 095 607	19 736 241	19 374 772	18 860 953	18 379 019	18 046 002
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	17 775 154	17 756 025	17 745 198	17 969 057	18 248 192	18 506 320	18 773 283	19 053 433	18 551 160	18 252 446	17 970 852
прямые затраты	тыс.тг	8 984 241	9 179 300	9 256 852	9 453 698	9 662 251	9 872 118	10 088 063	10 310 685	9 937 289	9 770 699	9 598 543
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	1 752 994	1 529 475	1 430 286	1 400 522	1 381 460	1 363 050	1 348 303	1 337 410	1 301 364	1 261 931	1 229 670
расходы периода	тыс.тг	7 037 918	7 047 250	7 058 060	7 114 838	7 204 482	7 271 152	7 336 917	7 405 338	7 312 507	7 219 816	7 142 638
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	5 862 245	84 391	20 900	79 023	14 053	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Бурение	тыс.тг	5 443 521	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	418 724	84 391	20 900	79 023	14 053	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	164 509	141 408	100 475	61 522	43 413	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	23 246 938	18 187 969	18 022 805	18 177 106	18 331 406	18 460 823	18 701 158	18 957 883	18 464 686	18 143 093	17 839 348
Поток денежной наличности	тыс.тг	-935 894,89	3 444 388,23	2 922 070,52	2 404 370,37	2 095 274,55	1 634 783,83	1 035 082,92	416 888,95	396 267,05	235 926,22	206 653,65
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	-334 095	1 109 224	848 911	630 140	495 383	348 678	199 161	72 362	62 051	33 327	26 335
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	-231 339	740 348	546 156	390 777	296 122	200 906	110 614	38 740	32 020	16 577	12 627
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	-151 152	463 573	327 730	224 722	163 194	106 106	55 985	18 791	14 884	7 385	5 390
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	36 268 545	39 712 933	42 635 004	45 039 374	47 134 649	48 769 433	49 804 515	50 221 404	50 617 671	50 853 598	51 060 251
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	27 536 628	28 645 853	29 494 764	30 124 904	30 620 287	30 968 966	31 168 126	31 240 489	31 302 539	31 335 867	31 362 201
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	25 243 992	25 984 340	26 530 496	26 921 273	27 217 395	27 418 301	27 528 915	27 567 655	27 599 675	27 616 253	27 628 880
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	22 993 811	23 457 384	23 785 114	24 009 835	24 173 029	24 279 136	24 335 121	24 353 912	24 368 796	24 376 180	24 381 571

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – ПРОТОКОЛ ЗАСЕДАНИЯ НТС**ПРОТОКОЛ №4-2-5****Заседания научно-технического совета
Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»****Дата проведения заседания:**

«20» марта 2026г.

Место проведения заседания:

г. Атырау, офис Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Члены НТС:**Председатель:**

Башев А.А.

- Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке;

Заместитель председателя:

Мухтанов Б.М.

- Заместитель директора филиала по лабораторным исследованиям;

Члены Совета:

Свиридов А.Ю.

- Руководитель по крупным проектам;

Мурзагалиева Ж.С.

- Директор департамента геологии;

Участвовали:

Хандохин А.А.

- Начальник управления разработки крупных проектов;

Хажитов В.З.

- Начальник управления разработки месторождений КГМ, КОА, КТМ, УО;

Жамалиденова Г.Т.

- Начальник управления геофизики и петрофизики;

Жалгасов С.Ж.

- Начальник управления гидродинамического моделирования;

Есенов К.М.

- Эксперт управления геологического моделирования;

Садыков Е.Ж.

- Инженер управления разработки крупных проектов;

Секретарь НТС:

Асауов А.А.

- Инженер блока руководителей крупных проектов.

Повестка дня:

Рассмотрение НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.01.2026г».

Основание:

Договор №1060749/2024/1 от 30.12.2024г, Заказ наряд №1 ОГиР.

Слушали:

Сообщение Садыков Е.Ж. о результатах выполненных работ и рекомендуемом варианте разработки.

Краткое изложение:

Месторождение Каратобе Южное разрабатывается ТОО «Казахтуркмунай», имеющим лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г.

В 2020г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, растворенного в нефти газа...» (Протокол ГКЗ №2175-20-У от 06.05.2020г). В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти и растворенного газа составили:

Запасы нефти:

Геологические – 27 840 тыс.т, в том числе извлекаемые – 9 383 тыс.т;

Запасы растворенного в нефти газа:

Геологические – 3 558 млн.м³, в том числе извлекаемые – 1 199 млн.м³.

На дату отчета месторождение разрабатывается согласно «Анализу разработки месторождения Каратобе Южное», по утвержденному 2 варианту (Протокол ЦКРР РК №46/4 от 14 декабря 2023г) на период 2024-2026гг, выполненному в рамках дополнительного соглашения №225//141/2020 АТ от 17.07.2020г, заказ наряд № 2 ОГиР.

Основные положения действующего проектного документа за рентабельный период 2023-2051гг:

- Проектный уровень добычи нефти – 300,7 тыс.т;
- Проектный уровень добычи жидкости - 341,0 тыс.т;
- Проектный уровень добычи газа – 43,8 млн.м³;
- Проектный добывающий фонд – 19 скважин;
- Проектный водонагнетательный фонд – 7 скважин;
- Проектный КИН – 0,337 доли ед.

Также проектные решения «АРМ-2023г» включают ряд ГТМ, таких как:

- Бурение четырех добывающих скважин (2023-2027гг);
- Бурение одной нагнетательной скважины (2026г), перевод под нагнетание трёх добывающих скважин (2023-2024гг);
- Проведение ГРП на 9 добывающих скважинах (2023-2027гг).

В таблице 1 представлен статус выполнения утверждённых проектных решений за период 2024-2026гг.

Таблица 1 – Статус выполнения утверждённых проектных решений за период 2024-2026гг

Год	Скважина	Вид мероприятия	Примечание
2024	112	Бурение добывающей скважины с ГРП	Выполнено
2024	116	Перевод скважины под нагнетание	Не выполнено
2024	64Д	Перевод скважины под нагнетание	Выполнено в декабре 2025г
2025	104	Проведение ГРП и установка УЭЦН	Выполнено
2025	109	Проведение ГРП и установка УЭЦН	Выполнено
2026	66	Проведение ГРП и установка УЭЦН	
2026	63	Проведение ГРП и установка УЭЦН	
2026	117	Бурение нагнетательной скважины с ГРП	

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2024г, в рамках которого было выполнено сопоставление фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 08 ноября 2024г).

В 2025г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.07.2025г, в рамках которого было выполнено сопоставление фактических технологических показателей с проектными. (Протокол совместного ГТС от 20 августа 2025г).

Настоящий отчет «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.01.2026г выполнен АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках долгосрочного договора №1060749/2024/1 от 30.12.2024г с ТОО «Казахтуркмунай», согласно Техническому заданию и требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и «Методическим рекомендациям по проведению авторских надзоров за реализацией проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений». Анализируемый период: 01.01.2023-31.12.2025гг.

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Каратобе Южное всего пробурено 30 скважин: из них добывающий фонд составляет 18 скважин, в том числе 17 действующих, 1 скважина в бездействии. Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, из них 15 (№№50, 63, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 116) скважин с помощью УЭЦН, 2 (№№51, 52) скважины с помощью

ШГН. В наблюдательном фонде находятся скважины №№58, 64. В нагнетательном фонде находятся 5 скважин №№55, 64Д, 65, 103, 107, все действующие. Фонд ликвидированных скважин составляет 5 ед., из них 4 скважины ликвидированы по геологическим, 1 скважина по техническим причинам.

В период с 01.01.2023г по 31.12.2025гг на месторождении Каратобе Южное были пробурены скважины №№112, 116.

С начала разработки накопленная добыча нефти составила 3991,3 тыс.т, жидкости 4017,7 тыс. т, газа 381,7 млн.м³. Выработка запасов по месторождению составила 42,5%, текущий КИН – 0,143 доли ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляет 3,3% и 5,4%.

При сравнении проектных и фактических значений технологических показателей отмечается перевыполнение уровней добычи за последние 3 года. Превышение добычи нефти от проектного значения связано с проведенными ГРП и со спусками УЭЦН, по которым фактические дебиты после проведения ГТМ оказались выше чем проектные.

Разработка ведется с поддержанием пластового давления. За 2023-2025гг годовой объем закачки составляет: за 2023г - 167,5 тыс.м³, при проектном 436,0 тыс.м³; за 2024г - 287,5 тыс. м³, при проектном значении 436,4 тыс. м³; за 2025 г - 429,7 тыс.м³, при проектном значении 495,0 тыс.м³. Основными причинами отставания закачки воды от проектной являются меньший фактический нагнетательный фонд и меньшая фактическая приёмистость скважин.

Всего на месторождении было проведено 139 сложных ГДИС, из них 83 КВД, 2-КВУ, 24-КПД, 30-МУО. За анализируемый период было проведено 17 исследований, из них 7-КВД, 7-КПД, 3-МУО. По результатам ГДИС определены следующие параметры: продуктивность, проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность. В целом по залежи пластовое давление на 01.01.2026г снизилось до 13,5 МПа при установленном давлении насыщения на уровне 12 МПа, также фактическое среднее забойное давление ниже давления насыщения, и составляет 9,3 МПа.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены три варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин. Первый базовый вариант оценивает перспективы разработки месторождения при сохранении существующей системы с учетом ввода из бездействия 1 скважины. В рамках варианта 3 планируется бурение 11 добывающих скважин и 3 нагнетательных скважин с ГРП, перевод 5 скважин под нагнетание, ввод из бездействия 1 скважины.

По результатам технико-экономического анализа к реализации рекомендуется 2 вариант разработки, предусматривающий вывод из бездействия 1 скважины, проведение дополнительных ГТМ на переходящем добывающем фонде, ввод из бурения 6 добывающих скважин с 2026 по 2031гг, перевод 2 скважин под нагнетание.

После обмена мнениями и обсуждения **НТС ПОСТАНОВИЛ:**

1. Принять НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.01.2026г»;
2. Направить отчет на рассмотрение и согласование в ТОО «Казахтуркмунай».

Председатель НТС:

Башев А.А.

Секретарь НТС:

Асауов А.А.



ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – ПРОТОКОЛ ЗАСЕДАНИЯ ГТС**ПРОТОКОЛ ГТС**

Совместного геолого-технического совещания
ТОО «Казахтуркмунай» и Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

Дата проведения заседания:

«2» апреля 2026г

Присутствовали:

от ТОО «Казахтуркмунай»:

Шорманов Ш.Т.	Главный геолог;
Ергалиев К.А.	Начальник отдела геологии и разработки;
Баянов А.М.	Ведущий инженер отдела геологии и разработки.

от Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Хажитов В.З.	Начальник управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО;
Хандохин А.А.	Руководитель службы разработки крупных проектов;
Садыков Е.Ж.	Инженер службы разработки крупных проектов.

Основание:

Договор №1060749/2024/1 от 30.12.2024г, Заказ наряд № 1 ОГиР.

Повестка дня:

Рассмотрение НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Каратобе Южное по состоянию на 01.01.2026г».

Слушали: Садыкова Е.Ж. - инженера службы разработки крупных проектов.

Краткое изложение:

Месторождение Каратобе Южное разрабатывается ТОО «Казахтуркмунай», имеющим лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г.

В 2020г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, растворенного в нефти газа...» (Протокол ГКЗ №2175-20-У от 06.05.2020г). В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти и растворенного газа составили:

Запасы нефти:

Геологические – 27 840 тыс.т, в том числе извлекаемые – 9 383 тыс.т;

Запасы растворенного в нефти газа:

Геологические – 3 558 млн.м³, в том числе извлекаемые – 1 199 млн.м³.

На дату отчета месторождение разрабатывается согласно «Анализу разработки месторождения Каратобе Южное», по утвержденному 2 варианту (Протокол ЦКРР РК №46/4 от 14 декабря 2023г) на период 2024-2026гг, выполненному в рамках дополнительного соглашения №225//141/2020 АТ от 17.07.2020г, заказ наряд № 2 ОГиР.

Основные положения действующего проектного документа за рентабельный период 2023-2051гг:

- Проектный уровень добычи нефти – 300,7 тыс.т;
- Проектный уровень добычи жидкости – 341,0 тыс.т;
- Проектный уровень добычи газа – 43,8 млн.м³;
- Проектный добывающий фонд – 19 скважин;

- Проектный водонагнетательный фонд – 7 скважин;
- Проектный КИН – 0,337 доли ед.

Также проектные решения «АРМ-2023г» включают ряд ГТМ, таких как:

- Бурение четырех добывающих скважин (2023-2027гг);
- Бурение одной нагнетательной скважины (2026г), перевод под нагнетание трёх добывающих скважин (2023-2024гг);
- Проведение ГРП на 9 добывающих скважинах (2023-2027гг).

В таблице 1 представлен статус выполнения утверждённых проектных решений за период 2024-2026гг.

Таблица 1 – Статус выполнения утвержденных проектных решений за период 2024-2026гг

Год	Скважина	Вид мероприятия	Примечание
2024	112	Бурение добывающей скважины с ГРП	Выполнено
2024	116	Перевод скважины под нагнетание	Не выполнено
2024	64Д	Перевод скважины под нагнетание	Выполнено в декабре 2025г
2025	104	Проведение ГРП и установка УЭЦН	Выполнено
2025	109	Проведение ГРП и установка УЭЦН	Выполнено
2026	66	Проведение ГРП и установка УЭЦН	
2026	63	Проведение ГРП и установка УЭЦН	
2026	117	Бурение нагнетательной скважины с ГРП	

Настоящее «Дополнение к проекту разработки месторождения Каратобе Южное» по состоянию на 01.01.2026г выполнен АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках долгосрочного договора №1060749/2024/1 от 30.12.2024г с ТОО «Казахтуркмунай», согласно Техническому заданию и требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и «Методическим рекомендациям по проведению авторских надзоров за реализацией проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений». Анализируемый период: 01.01.2023-31.12.2025гг.

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Каратобе Южное всего пробурено 30 скважин: из них добывающий фонд составляет 18 скважин, в том числе 17 действующих, 1 скважина в бездействии. Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, из них 15 (№№50, 63, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 116) скважин с помощью УЭЦН, 2 (№№51, 52) скважины с помощью ШГН. В наблюдательном фонде находятся скважины №№58, 64.

В нагнетательном фонде находятся 5 скважин №№55, 64Д, 65, 103, 107, все действующие.

Фонд ликвидированных скважин составляет 5 ед., из них 4 скважины ликвидированы по геологическим, 1 скважина по техническим причинам.

В период с 01.01.2023г по 31.12.2025гг на месторождении Каратобе Южное были пробурены скважины №№112, 116.

С начала разработки накопленная добыча нефти составила 3991,3 тыс.т, жидкости 4017,7 тыс. т, газа 381,7 млн.м³. Выработка запасов по месторождению составила 42,5%, текущий КИН – 0,143 доли ед. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляет 3,3% и 5,4%.

При сравнении проектных и фактических значений технологических показателей отмечается перевыполнение уровней добычи за последние 3 года. Превышение добычи нефти от проектного значения связано с проведенными ГРП и со спусками УЭЦН, по которым фактические дебиты после проведения ГТМ оказались выше чем проектные.

Разработка ведется с поддержанием пластового давления. За 2023-2025гг годовой объем закачки составляет: за 2023г - 167,5 тыс.м³, при проектном 436,0 тыс.м³; за 2024г - 287,5 тыс.м³, при проектном значении 436,4 тыс.м³; за 2025 г - 429,7 тыс.м³, при проектном значении 495,0 тыс.м³. Основными причинами отставания закачки воды от проектной

являются меньший фактический нагнетательный фонд и меньшая фактическая приёмистость скважин.

Всего на месторождении было проведено 139 сложных ГДИС, из них 83 КВД, 2-КВУ, 24-КПД, 30-МУО. За анализируемый период было проведено 17 исследований, из них 7-КВД, 7-КПД, 3-МУО. По результатам ГДИС определены следующие параметры: продуктивность, проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность. В целом по залежи пластовое давление на 01.01.2026г снизилось до 13,5 МПа при установленном давлении насыщения на уровне 12 МПа, также фактическое среднее забойное давление ниже давления насыщения, и составляет 9,3 МПа.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены три варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин. Первый базовый вариант оценивает перспективы разработки месторождения при сохранении существующей системы с учетом ввода из бездействия 1 скважины. В рамках варианта 3 планируется бурение 11 добывающих и 3-х нагнетательных скважин с ГРП, перевод 5 скважин под нагнетание, ввод из бездействия 1 скважины.

По результатам технико-экономического анализа к реализации рекомендуется 2 вариант разработки, предусматривающий вывод из бездействия 1 скважины, проведение дополнительных ГТМ на переходящем добывающем фонде, ввод из бурения 6 добывающих скважин с 2026 по 2031 гг, перевод 2-х скважин под нагнетание.

После обсуждения и обмена мнениями **ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ:**

1. Принять НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Каратобе Южное»;
2. Направить на дальнейшее рассмотрение и согласование с государственными контролирующими органами.

Главный геолог
ТОО «Казахтуркмунай»:




Шорманов Ш.Т.

Начальник отдела геологии и разработке
ТОО «Казахтуркмунай»

Ергалиев К.А.

Директор департамента по разработке
АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»:



Башев А.А.