

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП «КАЗГЕРМУНАЙ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НЕДРА КОМ»
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «СП «Казгермунай»
_____ Киякбаев З.К.
« ____ » _____ 2026г

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Недра Ком»
_____ Сейтжанов Н.С.
« ____ » _____ 2026г

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКСАЙ
(по состоянию на 01.01.2026г)**

Договор №1060658/2024/1 от 26.12.2024г

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

А.С. МАРДАНОВ

И.о. первого заместителя директора филиала
по геологии и разработке:

Б.А. БАШЕВ

г. Атырау, 2026г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Начальник управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО	_____Хажитов В.З.	(общее руководство)
И.о. начальника управления геологии и геологоразведки	_____Комашев А.О.	(общее руководство)
Начальник управления геофизики и петрофизики	_____Жамалиденова Г.Т.	(общее руководство)
Ответственный исполнитель по геологии, старший инженер управления геологии и геологоразведки	_____Тұкпатолла Д.С.	(главы 2, 11, графические приложения)
Старший инженер управления геофизики и петрофизики	_____Сабирова А.Г.	(раздел 2.2)
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики	_____Утепова Ш.Д.	(раздел 2.2, 2.4)
Старший инженер управления геологии и геологоразведки	_____Ермеков Э.В.	(раздел 2.3)
Ответственный исполнитель по разработке, ведущий инженер управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО	_____Нұрсұлтанов Е.Ғ.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12, графические, табличные приложения)
Эксперт управления бюджетирования и экономических исследований	_____Матжанова М.Д.	(разделы 3.5, 4.2, главы 5, 13, табличные приложения)
Эксперт управления по борьбе с осложнениями при разработке месторождений	_____Тұрмағамбет С.Е.	(разделы 6.1-6.2)
Старший инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа	_____Бағытов С.Ж.	(разделы 6.1-6.2, 6.6)
Эксперт управления системы сбора, транспортировки и подготовки продукции	_____Муханжанов Р.Х.	(разделы 6.3-6.5)
Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	_____Рыспаев А.А.	(глава 7)
Старший инженер управления экологии	_____Амрина А.Қ.	(глава 10)

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	22
ВВЕДЕНИЕ.....	23
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	27
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	29
2.1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ	29
2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика	29
2.1.2. Тектоника	34
2.1.3. Нефтегазоносность.....	40
2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ.....	49
2.3. СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	60
2.3.1. Состав и свойства пластовой нефти.....	60
2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	63
2.3.3. Компонентный состав и свойства газа, стабильного конденсата	66
2.3.4. Состав и свойства подземных вод	71
2.4. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	73
2.5. ЗАПАСЫ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА	87
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	94
3.1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ	95
3.1.1. Результаты простых и сложных видов гидродинамических исследований скважин, энергетическое состояние залежей	95
3.1.2. Результаты трассерных исследований	105
3.2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	128
3.2.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	128
3.2.2. Анализ выработки запасов углеводородов из пластов.....	171
3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	181
3.3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ	198
3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....	198
3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки.....	199
3.4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	200
3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки	200
3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	181
3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	182
3.4.4. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин.....	183
3.5. ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	185
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	213

4.1.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	213
4.2.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	225
4.3.	АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР	228
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	240
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА	244
6.1.	ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	244
6.1.1.	<i>Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин.....</i>	<i>246</i>
6.1.2.	<i>Условия фонтанирования скважин</i>	<i>246</i>
6.1.3.	<i>Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин...248</i>	
6.1.4.	<i>Выбор механизированного способа эксплуатации скважин</i>	<i>252</i>
6.2.	РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	252
6.3.	ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	255
6.4.	ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА.....	262
6.5.	ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ЗАКАЧИВАЕМОГО АГЕНТА	263
6.6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА	265
7.	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	271
7.1.	ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ ..	271
7.2.	РЕКОМЕНДАЦИИ К ПАРАМЕТРАМ БУРОВОГО РАСТВОРА	274
7.3.	РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	276
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	278
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	301
9.1.	ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	301
9.2.	РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	307
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	312
10.1.	КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	312
10.2.	ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ НАД ВЫБРОСАМИ	312
10.3.	ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРОВ СЗЗ (САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ).....	312
10.4.	ОХРАНА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ИСТОЩЕНИЯ	312
10.5.	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ ПРЕДПРИЯТИЯ	312
10.6.	ОХРАНА НЕДР	312
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	313
12.	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	315
13.	ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	318
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	323

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 - Содержание литологических разностей	44
Таблица 2.1.2 - Положение ВНК и ГНК по установленным залежам	48
Таблица 2.2.1 - Характеристика отбора керна	50
Таблица 2.2.2 - Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов по залежам	54
Таблица 2.2.3 - Характеристика толщин залежей	55
Таблица 2.2.4 - Сравнение характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов	56
Таблица 2.2.5 - Статистические ряды распределения проницаемости горизонта по керну	60
Таблица 2.3.1 - Состав и свойства пластовой нефти	62
Таблица 2.3.2 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти по горизонтам	65
Таблица 2.3.3 - Компонентный состав и свойства растворенного газа	68
Таблица 2.3.4 - Состав и свойства свободного газа	69
Таблица 2.3.5 - Потенциальное содержание конденсата в газах	70
Таблица 2.3.6 - Результаты дифференциальной конденсации пластовой смеси. Горизонт М-I	70
Таблица 2.3.7 - Химический состав и физические свойства пластовых вод	72
Таблица 2.4.1 - Виды и объем специальных исследований, проведенных на керне	73
Таблица 2.4.2 - Результаты по капиллярному давлению методом полупроницаемой мембраны	74
Таблица 2.4.3 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть	78
Таблица 2.4.4 - Результаты вытеснения нефти водой по керну из скважины №23, продуктивный горизонт М-II-4	81
Таблица 2.4.5 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	82
Таблица 2.4.6 - Результаты чувствительности пород к кислоте	84
Таблица 2.4.7 - Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов	85
Таблица 2.5.1 - Сводная таблица запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Аксай по состоянию изученности на 02.01.2022г (Протокол ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г)	89

Таблица 2.5.2 - Сводная таблица запасов газа газовых шапок месторождения Аксай по состоянию изученности на 02.01.2022г (Протокол ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г)

93

Таблица 3.1.1 - Количество проведенных сложных исследований ГДИС по объектам с начала разработки 96

Таблица 3.1.2 - Динамика пластового давления по объектам за период 2021-2025гг 105

Таблица 3.1.3 - Результаты новых исследований ГДИС, проведенных за 2025г 106

Таблица 3.1.4 - Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам 104

Таблица 3.1.5 - Режим закачки химреагентов в нагнетательные скважины №№68, 69 в I этап трассерных исследований 108

Таблица 3.1.6 - Режим закачки химреагентов в нагнетательные скважины №№41, 51 во II этап трассерных исследований 113

Таблица 3.1.7 - Режим закачки химреагентов в нагнетательной скважине №61 в III этап трассерных исследований 122

Таблица 3.1.8 - Обобщенные результаты индикаторных исследований 2019-2024гг 127

Таблица 3.1.9 - Обобщенные результаты трассерных исследований по добывающим скважинам с выходами нескольких индикаторов 128

Таблица 3.2.1 - Показатели эксплуатации новых скважин 130

Таблица 3.2.2 - Характеристика фонда скважин месторождения на 01.01.2026г 132

Таблица 3.2.3 - Распределение добывающих скважин «КГМ» по дебиту нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2026г 133

Таблица 3.2.4 - Распределение добывающих скважин «НК» по дебиту нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2026г 133

Таблица 3.2.5 - Динамика основных технологических показателей I объекта за период 2021-2025гг 159

Таблица 3.2.6 - Динамика основных технологических показателей II объекта за период 2021-2025гг 161

Таблица 3.2.7 - Динамика основных технологических показателей III объекта за период 2021-2025гг 162

Таблица 3.2.8 - Динамика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории «КГМ») за период 2021-2025гг 164

Таблица 3.2.9 - Динамика основных технологических показателей IV объекта (по территории «НК») за период 2021-2025гг 165

Таблица 3.2.10 - Динамика основных технологических показателей в целом по IV объекту за период 2021-2025гг	166
Таблица 3.2.11 - Динамика основных технологических показателей в целом по контрактной территории «КГМ» за период 2021-2025гг	167
Таблица 3.2.12 - Динамика основных технологических показателей в целом по месторождению за период 2021-2025гг	169
Таблица 3.2.13 - Выработанность запасов нефти и растворенного в нефти газа	180
Таблица 3.2.14 - Выработанность запасов сухого газа и конденсата	180
Таблица 3.2.15 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	188
Таблица 3.2.16 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	190
Таблица 3.2.17 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	191
Таблица 3.2.18 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по IV объекту	192
Таблица 3.2.19 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта (по контрактной территории «КГМ»)	193
Таблица 3.2.20 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта (по контрактной территории «НК»)	194
Таблица 3.2.21 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки контрактной территории «КГМ»	195
Таблица 3.2.22 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	196
Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	181
Таблица 3.4.1 - Адресная программа ГТМ по вариантам разработки по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»	182
Таблица 3.4.2 - Адресная программа ГТМ по вариантам разработки по контрактной территории ТОО «Недра Ком»	182
Таблица 3.5.1 - Маркетинговые показатели ТОО «СП «Казгермунай»	187
Таблица 3.5.2 - Маркетинговые показатели ТОО «Недра Ком»	187
Таблица 3.5.3 - Техничко-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат, ТОО СП «Казгермунай»	189

Таблица 3.5.4 - Техничко-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат, ТОО «Недра Ком»	190
Таблица 3.5.5 - Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	190
Таблица 3.5.6 - Ставки налога на добычу	191
Таблица 3.5.7 - Ставки рентного налога на экспорт	191
Таблица 3.5.8 - Шкала экспортной таможенной пошлины	191
Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	214
Таблица 4.1.2 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	214
Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (газ). Вариант II (рекомендуемый)	215
Таблица 4.1.4 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (газ). Вариант II (рекомендуемый)	215
Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант II (рекомендуемый)	216
Таблица 4.1.6 - Характеристика основных технологических показателей II объекта. Вариант II (рекомендуемый)	216
Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	217
Таблица 4.1.8 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	217
Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (газ). Вариант II (рекомендуемый)	218
Таблица 4.1.10 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (газ). Вариант II (рекомендуемый)	218
Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории «КГМ»). Вариант II (рекомендуемый)	219
Таблица 4.1.12 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории «КГМ»). Вариант II (рекомендуемый)	219
Таблица 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории «НК»). Вариант II (рекомендуемый)	220
Таблица 4.1.14 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории «НК»). Вариант II (рекомендуемый)	220

Таблица 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант II (рекомендуемый)	221
Таблица 4.1.16 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта. Вариант II (рекомендуемый)	221
Таблица 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории «КГМ» (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	222
Таблица 4.1.18 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории «КГМ» (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	222
Таблица 4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	223
Таблица 4.1.20 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	223
Таблица 4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)	224
Таблица 4.1.22 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)	224
Таблица 4.1.23 - Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей	225
Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант	228
Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант	228
Таблица 4.2.3 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант	229
Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант	230
Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант	233
Таблица 4.2.6 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант	234
Таблица 4.2.7 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант	234
Таблица 4.2.8 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант	235

Таблица 4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант	236
Таблица 4.2.10 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант	239
Таблица 5.1.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»	241
Таблица 5.1.2 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по контрактной территории ТОО «Недра Ком»	243
Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению Аксай	245
Таблица 6.2.1 - Данные по ОГВ скважин за 2021г	253
Таблица 6.2.2 - Количество проведенных очисток на скважинах за 2021г	254
Таблица 6.3.1 - Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай»	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 6.3.2 - Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин на лицензионной территории ТОО «Недра Ком»	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 6.4.1 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 2 варианте разработки (рекомендуемом)	265
Таблица 6.4.2 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» при 2 варианте разработки (рекомендуемом)	265
Таблица 7.1.1 - Проектная конструкция добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»	272
Таблица 7.1.2 - Проектная конструкция добывающей скважины № А-12 и резервной скважины А-13 на контрактной территории ТОО «Недра Ком»	272
Таблица 7.1.3 - Расчет продолжительности бурения проектных добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, А-12, оценочных скважин №№ 112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, А-13 проектной глубиной 1700м	273
Таблица 7.2.1 - Параметры бурового раствора проектных добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, А-12, оценочных скважин №№	

112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, А-13 проектной глубиной 1700м 274

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту (нефть). II вариант 279

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи газа и объемов буровых работ по I объекту (газ). II вариант 281

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. II вариант 283

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту (нефть). II вариант 285

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи газа и объемов буровых работ по III объекту (газ). II вариант 287

Таблица 8.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту (по контрактной территории «КГМ»). II вариант 289

Таблица 8.7 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту (по контрактной территории «НК»). II вариант 291

Таблица 8.8 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. II вариант 293

Таблица 8.9 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по контрактной территории «КГМ» (нефть). II вариант 295

Таблица 8.10 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению (нефть). II вариант 297

Таблица 8.11 - Обоснование проекта плана добычи газа и объемов буровых работ в целом по месторождению (газ). II вариант 299

Таблица 9.1.1 - Выполнение предусмотренных проектом комплекса исследований для контроля процесса разработки 306

Таблица 9.2.1 - Комплекс исследований для контроля процесса разработки 311

Таблица 13.1 - Таблица ликвидации скважин контрактной территории «КГМ» по 2 варианту 319

Таблица 13.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации на контрактной территории «КГМ» по 2 варианту 319

Таблица 13.3 - Расчет отчислений в Ликвидационный фонд контрактной территории «КГМ» по 2 варианту 320

Таблица 13.4 – Расчет размера суммы ликвидации скважин промысловых объектов и рекультивации на контрактной территории «НК», 321

Таблица 13.5 - Исходные данные для расчета отчислений в Ликвидационный фонд по контрактной территории «НК», 321

Таблица 13.6 - Расчет отчислений в Ликвидационный фонд контрактной территории «НК», 322

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Обзорная карта	28
Рисунок 2.1.1 - Месторождение Аксай. Тектоническая схема Арыкумского прогиба Южно-Торгайской впадины.....	35
Рисунок 2.1.2 - Структурная карта по отражающему горизонту М-I	37
Рисунок 2.1.3 - Структурная карта по отражающему горизонту М-II-5.....	38
Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по отражающему горизонту М-II-4.....	39
Рисунок 2.3.1 - Графики дифференциальной конденсации пластового газа горизонта М-I. Скважина №14.....	70
Рисунок 2.3.2 - Графики дифференциальной конденсации пластового газа горизонта М-I. Скважина 8.....	71
Рисунок 2.4.1 - Кривые капиллярного давления по горизонтам: а) М-I; б) М-II-5; в) М-II-4 для песчаников и алевролитов; г) М-II-4 для гравелитов и конгломератов.....	75
Рисунок 2.4.2 - Кривые капиллярного давления, скв. №23, горизонт М-II-4, песчаники	76
Рисунок 2.4.3 - Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути, скважина №42	77
Рисунок 2.4.4 - Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, продуктивный горизонт М-I	80
Рисунок 2.4.5 - Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, продуктивный горизонт М-II-5.....	80
Рисунок 2.4.6 - Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, продуктивный горизонт М-II-4.....	81
Рисунок 2.4.7 - Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и от проницаемости (б).....	83
Рисунок 3.1.1 - Динамика изменения пластового и забойного давления I объекта	99
Рисунок 3.1.2 - Динамика изменения пластового и забойного давления II объекта.....	101
Рисунок 3.1.3 - Динамика изменения пластового и забойного давления III объекта.....	103
Рисунок 3.1.4 - Динамика изменения пластового и забойного давления IV объекта.....	104
Рисунок 3.1.5 - Схема расположения скважин на участке нагнетательных скважин №№68, 69 в I этапе трассерных исследований.....	109

Рисунок 3.1.6 - Обводненность добывающих скважин на 01.01.2020г в период I этапа трассерных исследований.....	110
Рисунок 3.1.7 - Динамика обводнения добывающих скважин на участке нагнетательной скважины №68 в период I этапа трассерных исследований.....	111
Рисунок 3.1.8 - Динамика обводнения добывающих скважин на участке нагнетательной скважины №69 в период I этапа трассерных исследований.....	111
Рисунок 3.1.9 - График билинейного течения по скважине №68 по данным КПД от 29.05-09.06.2019г	112
Рисунок 3.1.10 - График билинейного течение по скважине №69 по данным КПД от 29.05.-06.2019г	112
Рисунок 3.1.11 - Схема расположения скважин на участке нагнетательных скважин №№41, 51 во II этапе трассерных исследований.....	113
Рисунок 3.1.12 - Блок-диаграмма распределения извлеченного роданида по добывающим скважинам участка скважины №41.....	114
Рисунок 3.1.13 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе скоростей фильтрации трассера участка нагнетательной скважины №41	115
Рисунок 3.1.14 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей канала фильтрации участка нагнетательной скважины №41	115
Рисунок 3.1.15 - Схема выхода извлеченного индикатора роданида на участке нагнетательной скважины №41	116
Рисунок 3.1.16 - Блок-диаграмма распределения извлеченного карбамида по добывающим скважинам участка скважины №51	117
Рисунок 3.1.17 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе скоростей фильтрации участка нагнетательной скважины №51.....	118
Рисунок 3.1.18 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей канала участка нагнетательной скважины №51	118
Рисунок 3.1.19 - Схема выхода извлеченного индикатора карбамида на участке нагнетательной скважины №51	119
Рисунок 3.1.20 - ГРП на скважине №77	120
Рисунок 3.1.21 - Отклики ГРП на соседних скважинах	121
Рисунок 3.1.22 - Схема расположения скважин на участке нагнетательной скважины №61 в III этап трассерных исследований.....	123
Рисунок 3.1.23 - Блок-диаграмма распределения извлеченного нитрата натрия по добывающим скважинам участка нагнетательной скважины №61	123

Рисунок 3.1.24 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе скоростей фильтрации трассера участка нагнетательной скважины №61	124
Рисунок 3.1.25 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей каналов фильтрации участка нагнетательной скважины №61	124
Рисунок 3.1.26 - Схема выхода извлеченного индикатора нитрата натрия на участке нагнетательной скважины №61	125
Рисунок 3.1.27 - Участки проведения трассерных исследований на месторождении Аксай	127
Рисунок 3.2.1 - Распределение скважин по категориям	129
Рисунок 3.2.2 - Распределение добывающих скважин по эксплуатационным объектам	129
Рисунок 3.2.3 - Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам.....	136
Рисунок 3.2.4 - Распределение текущей и накопленной добычи сухого газа по объектам	137
Рисунок 3.2.5 - Распределение текущей и накопленной добычи конденсата по объектам	137
Рисунок 3.2.6 - Технологические показатели I объекта с начала разработки.....	141
Рисунок 3.2.7 - Технологические показатели II объекта с начала разработки.....	144
Рисунок 3.2.8 - Технологические показатели III объекта с начала разработки	149
Рисунок 3.2.9 - Технологические показатели IV объекта с начала разработки.....	153
Рисунок 3.2.10 - Технологические показатели месторождения с начала разработки	157
Рисунок 3.2.11 - Распределение запасов нефти по объектам	171
Рисунок 3.2.12 - Распределение запасов конденсата по объектам.....	172
Рисунок 3.2.13 - Распределение запасов сухого газа по объектам.....	172
Рисунок 3.2.14 - Сопоставление профиля скважины №40 в разрезе с размером трещин от ГРП	174
Рисунок 3.2.15 - Сопоставление профиля скважины №51 в разрезе с размером трещин от ГРП	174
Рисунок 3.2.16 - Сопоставление профиля скважины №53 в разрезе с размером трещин от ГРП	175
Рисунок 3.2.17 - Сопоставление профиля скважины №54 в разрезе с размером трещин от ГРП	175
Рисунок 3.2.18 - Сопоставление профиля скважины №55 в разрезе с размером трещин от ГРП	176
Рисунок 3.2.19 - Сопоставление профиля скважины №59 в разрезе с размером трещин от ГРП	176
Рисунок 3.2.20 - Сопоставление профиля скважины №61 в разрезе с размером трещин от ГРП	177

Рисунок 3.2.21 - Показатели выработанности извлекаемых запасов и показателей коэффициентов извлечения УВ по объектам.....	178
Рисунок 3.2.22 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки I объекта.....	182
Рисунок 3.2.23 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки II объекта.....	183
Рисунок 3.2.24 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки III объекта.....	184
Рисунок 3.2.25 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки IV объекта.....	186
Рисунок 3.2.26 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки месторождения	188
Рисунок 6.1.1 – Согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	247
Рисунок 6.1.2 – Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм.....	247
Рисунок 6.1.3 - Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	250
Рисунок 6.3.1 - Принципиальная технологическая схема ЦПС месторождения Аксай.....	258
Рисунок 6.4.1 - Схема выработки продукции газа месторождений на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай»	263
Рисунок 11.1 - Местоположение оценочной скважины №112 на горизонте Ю- I.....	314
Рисунок 11.2 - Местоположение оценочной скважины №116 на горизонте М-II-4	314
Рисунок 12.1 - Участок работ для проведения технологии ВПП	317

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Таблица П. 2.3.1 - Состав и свойства нефти в пластовых условиях по результатам проб.327	
Таблица П. 2.3.2 - Состав и свойства нефти в поверхностных условиях по результатам проб 328	
Таблица П. 2.3.3 - Компонентный состав и свойства растворенного газа по результатам проб 329	
Таблица П. 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (нефть). Вариант I	330
Таблица П. 4.1.2 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (нефть). Вариант I.....	330
Годы	330
Таблица П. 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (газ). Вариант I.	331
Таблица П. 4.1.4 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (газ). Вариант I.....	331
Таблица П. 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант I	332
Таблица П. 4.1.6 - Характеристика основных технологических показателей II объекта. Вариант I.....	332
Таблица П. 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (нефть). Вариант I	333
Таблица П. 4.1.8 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (нефть). Вариант I.....	333
Таблица П. 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (газ). Вариант I	334
Таблица П. 4.1.10 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (газ). Вариант I.....	334
Таблица П. 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант I	335
Таблица П. 4.1.12 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант I.....	335
Таблица П. 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант I.....	336
Таблица П. 4.1.14 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант I.....	336
Таблица П. 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант I	337

Таблица П. 4.1.16 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта.	
Вариант I.....	337
Таблица П. 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I	338
Таблица П. 4.1.18 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I	338
Таблица П. 4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (нефть). Вариант I.....	339
Таблица П. 4.1.20 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (нефть). Вариант I	339
Таблица П. 4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант I.....	340
Таблица П. 4.1.22 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант I	340
Таблица П. 4.1.23 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (нефть). Вариант III	341
Таблица П. 4.1.24 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (нефть). Вариант III	341
Таблица П. 4.1.25 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (газ). Вариант III	342
Таблица П. 4.1.26 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (газ). Вариант III	342
Таблица П. 4.1.27 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант III ...	343
Таблица П. 4.1.28 - Характеристика основных технологических показателей II объекта. Вариант III.....	343
Таблица П. 4.1.29 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (нефть). Вариант III	344
Таблица П. 4.1.30 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (нефть). Вариант III	344
Таблица П. 4.1.31 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (газ). Вариант III	345
Таблица П. 4.1.32 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (газ). Вариант III	345
Таблица П. 4.1.33 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант III	346

Таблица П. 4.1.34 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант III	346
Таблица П. 4.1.35 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант III	347
Таблица П. 4.1.36 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант III	347
Таблица П. 4.1.37 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант III..	348
Таблица П. 4.1.38 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта. Вариант III	348
Таблица П. 4.1.39 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III.....	349
Таблица П. 4.1.40 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III	349
Таблица П. 4.1.41 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (нефть). Вариант III	350
Таблица П. 4.1.42 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (нефть). Вариант III.....	350
Таблица П. 4.1.43 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант III	351
Таблица П. 4.1.44 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант III.....	351
Таблица П. 4.2.1 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант.....	352
Таблица П. 4.2.2 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант.....	352
Таблица П. 4.2.3 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант.....	352
Таблица П. 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант	353
Таблица П. 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант	354
Таблица П. 4.2.6 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант.....	355
Таблица П. 4.2.7 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 3 вариант.....	356

Таблица П. 4.2.8 - Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант.....	356
Таблица П. 4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант	357
Таблица П. 4.2.10 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 3 вариант	358
Таблица П. 4.2.11 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант	359
Таблица П. 4.2.12 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант	359
Таблица П. 4.2.13 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант	360
Таблица П. 4.2.14 - Расчет операционных затрат по контрактной территории ТОО «Недра Ком», чистой прибыли, 1 вариант.....	360
Таблица П. 4.2.15 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант	363
Таблица П. 6.4.1 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» при I варианте разработки	364
Таблица П. 6.4.2 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» при III варианте разработки.....	364
Таблица П. 6.4.3 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» при I варианте разработки	364
Таблица П. 6.4.4 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» при III варианте разработки.....	365

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ прил.	Наименование	Кол. листов	Масштаб
1	2	3	4
1.	Структурная карта по отражающему горизонту М-I – кровля арыскупского горизонта М-I	1	1:25 000
2.	Структурная карта по отражающему горизонту М-II-5 – кровля продуктивного горизонта М-II-5	1	1:25 000
3.	Структурная карта по отражающему горизонту М-II-4 (III) – кровля продуктивного горизонта М-II-4	1	1:25 000
4.	Структурная карта по отражающему горизонту PZ – в подошве мезозойского комплекса	1	1:25 000
5.	Временные сейсмические разрезы Inline 2595, 2397	1	верт: 1 см = 50 мсек гор: 1:25 000
5.	Временные сейсмические разрезы Crossline 10362, 10386	2	верт: 1 см = 50 мсек гор: 1:25 000
5.	Временные сейсмические разрезы Inline 10210	3	верт: 1 см = 50 мсек гор: 1:25 000
6.	Геолого-литологический профиль продуктивной части по линии I-I'	1	верт: 1 000 гор: 25 000
6.	Геолого-литологический профиль продуктивной части по линии II-II'	2	верт: 1 000 гор: 25 000
6.	Геолого-литологический профиль продуктивной части по линии III-III'	3	верт: 1 000 гор: 25 000
7.	Геологический профиль по линии I-I'	1	верт: 1 000 гор: 25 000
8.	Схема обоснования ВНК (горизонты М-I, М-II-5, М-II-4 пласт песчаник, М-II-4 пласт конгломерат, PZ). Северное поднятие	1	1:1000
8.	Схема обоснования ВНК (горизонты М-I, М-II-5, М-II-4 пласт песчаник, М-II-4 пласт конгломерат, PZ). Центральное поднятие	2	1:1000
8.	Схема обоснования ВНК (горизонт М-I). Юго-Западное поднятие	3	1:1000
9.	М-I продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25 000
10.	М-II-5 продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25 000

№№ прил.	Наименование	Кол. листов	Масштаб
1	2	3	4
11.	М-П-4а продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25 000
12.	М-П-4б продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25 000
13.	М-П-4в продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25 000
14.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости I и IV объекта	1	1:25 000
15.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости II и III объекта	1	1:25 000
16.	Карта изобар по состоянию на 01.01.2026г	1	1:25 000
17.	Карта пробуренных и проектных скважин I объекта	1	1:25 000
18.	Карта пробуренных и проектных скважин II объекта	1	1:25 000
19.	Карта пробуренных и проектных скважин III объекта	1	1:25 000
20.	Карта пробуренных и проектных скважин IV объекта	1	1:25 000
21.	Карта фонда пробуренных скважин	1	1:25 000

Всего – 21 графическое приложение на 27 листах., все - н/с

РЕФЕРАТ

Работа содержит всего 367 страниц, 127 таблиц, 75 рисунков, 66 табличных приложений, 21 графическое приложение на 27 листах.

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

Цель работы – оценка эффективности реализуемой системы разработки, обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Аксай.

В проекте приведены история разработки месторождения, новые сведения о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах УВ в пластовых и поверхностных условиях по результатам новых пробуренных скважин и проведенных исследований по состоянию на 01.01.2026г.

В рамках проекта 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 для достижений утвержденных значений КИН по выделенным эксплуатационным объектам, контрактным территориям недропользователей и в сумме по месторождению, в настоящей работе рассмотрены 3 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны по статическому методу и представлены согласно регламенту составления проектов разработки (РД39-0147035-207-86). На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки отдельно по контрактным территориям недропользователей.

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

Область применения – месторождение Аксай.

ВВЕДЕНИЕ

Газоконденсатнонефтяное месторождение Аксай было открыто в 1988г, когда в результате бурения поисковой скважины №1, ставшей первооткрывательницей месторождения, был получен фонтанный приток нефти из отложений арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела. В 1998г впервые в эксплуатацию вступила скважина №10 на горизонте М-I на Северном своде.

Недропользователями месторождения Аксай являются ТОО «СП «Казгермунай» (далее «КГМ») согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности «КГМ» от 09.11.1993г, согласно которому Контракт на период добычи по территории «КГМ» был продлен до 01.03.2032г, а также ТОО «Недра Ком» (далее «НК»), ведущие свою деятельность на Юго-западном участке месторождения согласно Дополнению №1 от 03.02.2025 (Государственный регистрационный №5428-УВС) к Контракту №4705-УВС от 15.03.2019г на разведку и добычу УВС на участке Аксайский, по которому Контракт на добычу Юго-Западного участка месторождения Аксай для «НК» был продлен до 03.02.2046г.

В 1998г компанией ТОО «Компания «Недра-Инженеринг» впервые была проведена оценка запасов УВС месторождения (по контрактной территории «КГМ») в рамках отчета «Геологическая оценка ...» [15].

В период пробной эксплуатации месторождение (по территории «КГМ») вступило в 2002г согласно «Проекту пробной эксплуатации ...» [16], составленного ЗАО «НИПИнефтегаз» и утвержденного Протоколом ЦКР МЭиМР №17 от 13.06.2002г. На основе выполненного проекта месторождение находилось на стадии пробной эксплуатации с 2002г по 2005г.

Первый подсчет запасов УВ месторождения (по территории «КГМ») был выполнен в 2003г ТОО «Мунайгазгеолсервис» в рамках «Отчета по подсчету запасов нефти и газа ...» [17] (Протокол ГКЗ РК № 223-03-У от 18.04.2003г), в котором месторождение Аксай было принято, как нефтегазовое.

С 2006г по 2012г месторождение находилось в консервации.

В период промышленной разработки месторождение по контрактной территории «КГМ» вступило в 2011г согласно составленному институтом АО «НИПИнефтегаз» проекту «Технологическая схема разработки ...» [26]. Согласно Протоколу Комитета геологии и недропользования МИиНТ РК №256 от 17.11.2011г проект был утвержден на 3 года по рекомендуемому II варианту разработки, предусматривавший ввод в

промышленную разработку нефтяных и газоконденсатных залежей, ранее предусмотренных в «Проекте опытно-промышленной эксплуатации ...» [25].

В 2021г на Юго-Западном участке месторождения впервые, в пределах контрактной территории соседнего недропользователя «НК», проектным институтом ТОО «Мунайгазгеолсервис» (г. Шымкент) был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Западного поднятия ...» [39], утвержденному ГКЗ РК согласно Протоколу №2174-21-П от 25.02.2021г.

Участок Юго-Западного свода по контрактной территории «НК» вступило в период пробной эксплуатации в 2021г согласно составленному проектным институтом ТОО «Geoscience Consulting» проекту «Проект пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия ...» [40]. Согласно проекту предусматривалась пробная эксплуатация продуктивных залежей Юго-Западного поднятия в пределах территории «НК» в период 01.06.2021-01.06.2024гг. Согласно письму Министерства Энергетики РК №04-0/6855-вн от 29.07.2021г (на основе рекомендаций Протокола ЦКРР РК №15/8 от 22.07.2021г) проект был утвержден с уменьшением проектных показателей по объему добычи нефти, жидкости и газа на 25% по каждому году пробной эксплуатации.

В 2021г проектным институтом «Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» на основе 48 пробуренных скважин и отчета о проведенной сейсмике [41] был составлен последний полноценный пересчет запасов нефти, газа и конденсата [33] в целом по месторождению по территориям двух недропользователей, утвержденный ГКЗ РК согласно Протоколу №2379-21-У от 26.11.2021г.

В 2022г на основе пробуренной силами «КГМ» скважины №72 на Юго-Западном своде, проектным институтом «Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Перевод запасов нефти и растворенного газа Юго-западного поднятия ...» [45], утвержденный Протоколом ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г, в рамках которого запасы непромышленной категории С₂ Юго-западного участка по территориям двух недропользователей были переведены в промышленную категорию С₁.

В 2023г недропользователем «КМГ», ведущим свою деятельность на основных участках нефтеносности структуры Аксай, был продлен Контракт на недропользование месторождения до 01.03.2032г (Государственный регистрационный №5222-УВС от 19.05.2023г).

В 2023г на основе выполненного перевода запасов 2022г, проектным институтом «Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» было составлено «Дополнение к проекту разработки ...» [47], утвержденный Министерством Энергетики РК согласно письму №04-0/7116-вн от 05.12.2023г (на основе Протокола заседания ЦКРР РК №45/12 от 23-

24.11.2023г) сроком на 2 года (на период 2024-2025гг), согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения по территории «КГМ».

В 2024г с целью ввода в промышленную разработку разрабатываемого участка «НК», проектным институтом ТОО «Geoscience Consulting» было составлено второе «Дополнение к проекту разработки Юго-западного поднятия месторождения Аксай» [48], утвержденного МЭ РК на период 3.10.2024г-31.12.2025г согласно письму №17-1-0/6603-вн от 31.10.2024г (на основе рекомендаций ЦКРР РК согласно Протоколу №55/11 от 3.10.2024г), на основе которого в настоящее время ведется промышленная разработка участка Юго-западного свода по контрактной территории «НК»

В 2024г исполнителем действующего проекта – Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен первый отчет авторского надзора за реализацией проектного документа «Дополнение к проекту разработки ...» 2023г по контрактной территории «КГМ» [49].

В 2025г согласно Дополнению №4705 от 03.02.2025г был продлен Контракт на недропользование «НК» по Юго-Западному участку месторождения до 03.02.2046г (Государственный регистрационный №5428-УВС).

В 2025г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Анализ разработки ...» с уточнением технологических показателей по территориям обоих недропользователей, утвержденный ЦКРР РК сроком на 3 года (2025-2027гг) согласно Письму МЭ РК №17-1-0/4275-вн от 01.07.2025г (Протокол ЦКРР РК 63/8 от 19.06.2025г), имеющим силу проектного документа и согласно которому в настоящее время ведется разработка по контрактным территориям обоих недропользователей.

Геологическое строение месторождения отмечается сложным строением, характеризующееся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием тектонических нарушений. По величине извлекаемых запасов нефти месторождение относится к группе мелких (от 1 до 3 млн. т).

Выполнение настоящего проекта «Дополнение к проекту разработки ...» обусловлено необходимостью комплексного изучения результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований продуктивных горизонтов в процессе разработки по результатам новых промысловых данных, проведенных исследований и пробуренных скважин, а также в необходимости совершенствования системы разработки с целью выработки остаточных запасов УВС с учетом текущего состояния разработки, актуальных апробированных ГКЗ РК запасов УВС месторождения, анализа выполнения проектных решений действующих проектных документов, а также

необходимостью в подсчете технологических потерь при разработке и учете добычи УВС на месторождении.

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам «КГМ» и «НК» за предоставление геологической и технической информации, для составления настоящего проекта.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Месторождение Аксай в административном отношении расположено в Теренозекском районе Кызылординской области Республики Казахстан (рисунок 1.1).

Ближайшим населенным пунктом является г. Кызылорда (120 км), в 25 км к востоку от месторождений Аксай и Южный Аксай расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, к северо-востоку на расстоянии 55 км находится месторождение Кумколь. Месторождение Кумколь с г. Кызылорда связывает асфальтированная дорога, остальные дороги грунтовые, труднопроходимые в период весенней распутицы и пригодные для передвижения в летне-осенний период автотранспортом. В зимнее время проезд затруднен из-за снежных заносов.

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

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

Животный и растительный мир типичный для полупустынь.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35⁰ и +45⁰С, зимой в среднем -12⁰С, при максимальном значении до -40⁰С. С первой половины декабря замерзает почва, толщиной до первых десятков сантиметров, причем лучше и глубже замерзают склоны северной и северо-восточной экспозиции, а южные и юго-западные значительно меньше. Толщина снежного покрова незначительна. Среднегодовое количество осадков менее 150 мм и выпадает только в зимне-весенний период. Характерны сильные ветры: летом – западные и юго-западные, в остальное время

года – северные и северо-восточные. Средняя скорость ветра – 4-4,5 м/сек, наибольшая – 50 м/сек.

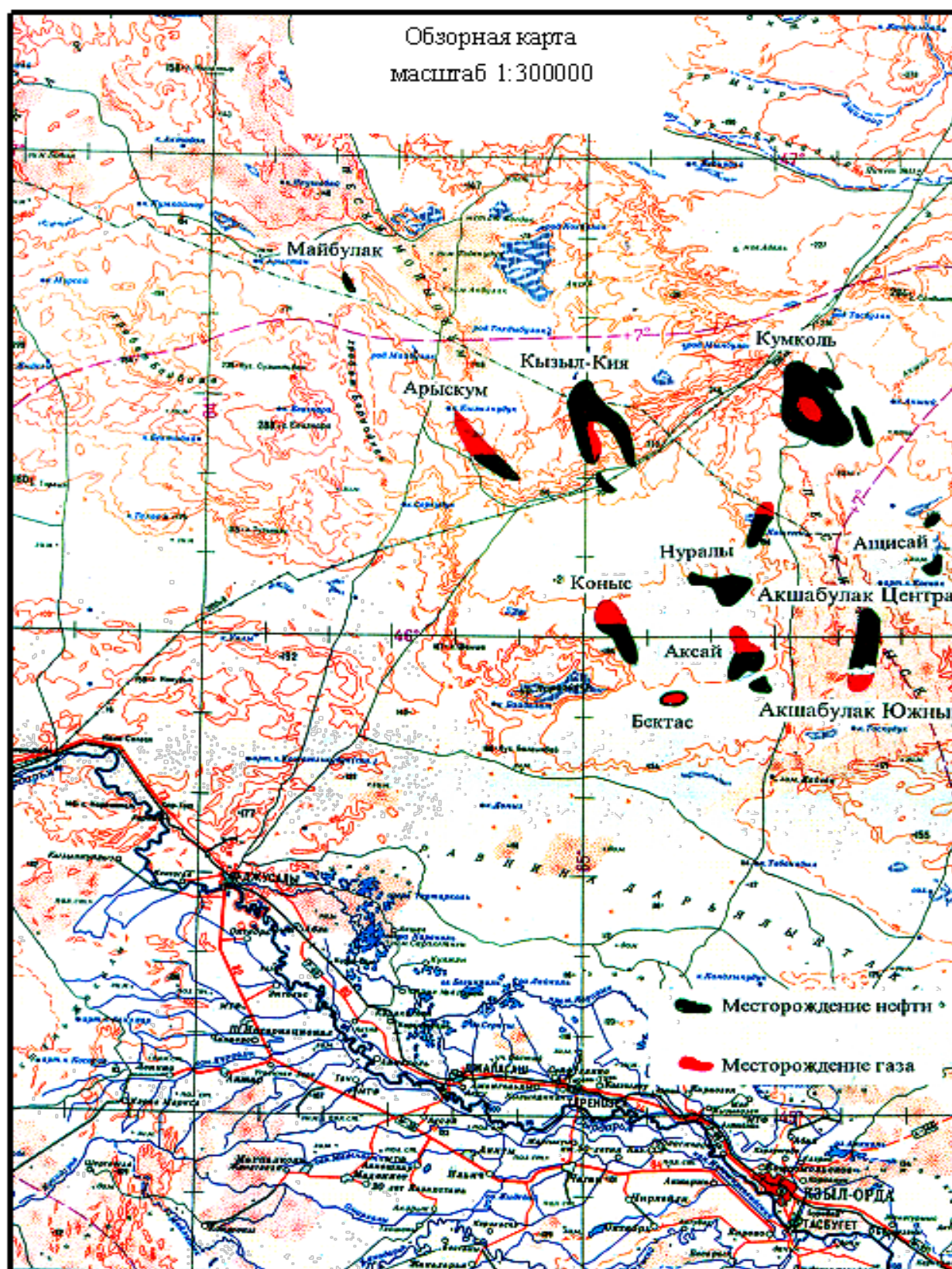


Рисунок 1.1 - Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Краткая характеристика геологического строения

В строении района месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойского-палеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные ярусы, отличающиеся тектоническим режимом формирования. Максимальная вскрытая толщина отложений на месторождении Аксай составляет 2220 м (скважина №3). На графическом приложении 5 (лист 3) представлен сводный стратиграфический разрез месторождения Аксай с привязкой к основным продуктивным горизонтам.

2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

Литолого-стратиграфическая характеристика месторождений Аксай рассмотрена совместно, ввиду общности геологической обстановки и приуроченности к одному структурному элементу – Аксайской горст-антиклинали.

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

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

Фундамент (PR-PZ)

Породы фундамента представлены преимущественно гнейсами, хлоритосерицитовыми и зеленовато-серыми глинистыми сланцами, интрузивными породами (гранодиоритами, диоритами, гранитами) в скважинах №№1, 10, 18, 20.

По данным ГТИ отложения фундамента представлены: очень твердыми, зеленовато-серыми, белыми, метаморфическими породами; также присутствуют коричневые, твёрдые, блочные до субблочных, кальцинированные глины (скважины №№10Д, 51, 68Н); изредка ребристые, острые, прикристаллические, разноцветные, прозрачные гравелиты (скважина

№53) и серые от мелко до грубозернистых, кварцево-полевошпатовые, прозрачные до полупрозрачных, среднезернистые до крупнозернистых, сортированность средняя, угловатые до окатанных, кварцполевошпатовые, среднесцементированные, алевролитистые песчаники, нет пористости, слабые следы пирита. Нет нефтепоказаний (скважины №№20Д, 40, 42, 47). Максимальная вскрытая толщина отложений фундамента на месторождении Аксай достигает 145 м (скважина №3).

Верхний отдел юрской системы (J₃)

Верхний отдел юрской системы (J₃) на месторождении представлен двумя свитами: кумкольской и акшабулакской. Отдел участвует в строении крыльев Аксайского поднятия, отсутствует на Северном поднятии. Границами распространения являются уступы поверхности фундамента. Наиболее полный разрез вскрыт скважинами №№2, 3, 6, 7, 8, 9, 17 и 24. На центральной части уступы ограничиваются распространением кумкольской свиты. Кумкольская и акшабулакская свиты образуют верхнеюрский ритмокомплекс, отделенный от подстилающих отложений среднего ритмокомплекса и от перекрывающего платформенного чехла перерывами в осадконакоплении и стратиграфическими несогласиями.

Кумкольская свита (J₃km). В районе месторождения она расчленена на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты.

Нижнекумкольская подсвита (J₃km₁) выполняет внутренние части грабен–синклиналей и на площади месторождений отсутствует.

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

Нижний горизонт (J₃km₂¹) представлен в кровле слоем песчанистого известняка, ниже, в основном, разномзернистыми песчаниками, слабосцементированными глиной, с прослоями гравелита в нижней части и алевролитов в верхней части разреза. Горизонт вскрыт скважинами Центрального поднятия месторождения Аксай. Толщина изменяется в пределах 14–90 м. Вследствие выклинивания к фундаменту он отсутствует в скважинах на Северном поднятии, в сводовой части Центрального поднятия месторождения Аксай.

Верхний горизонт (J₃km₂²) представлен темно-серыми глинами, толщина которых составляет 12 м (скважина №6) до 115 м (скважина №3) на месторождении Аксай. В составе нижнего горизонта участвуют многочисленные прослои темно-серых алевролитов и глин, а верхнего горизонта – прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников.

Подсвита, выделяется повышенными КС (от 3-3,5 Омм до 6-20 Омм по слоям гравелита) по сравнению с КС верхнекумкольской подсвиты. Кровля подсвиты и слой известняка в кровле нижнего горизонта являются реперами.

Верхнекумкольская подсвита (J_{kmt3}) представлена глинистопесчаными отложениями. Соотношение песчаных и алевролитоглинистых отложений изменчиво по площади. Пески и песчаники мелкозернистые, реже среднезернистые, преобладают в кровельной и нижней части разреза (скважины №№2, 6, 8, 9, 13). В скважине 7 они слагают, весь разрез подсвиты. В разрезе скважины 17 преобладают глины и глинистые алевролиты с подчиненными слоями мелкозернистого песчаника.

На западном крыле поднятия в разрезе скважины 3 подсвита, сложена переслаиванием песчаников и песков с глинами и глинистыми алевролитами с преобладанием песчаных пород в нижних и глинистых породах в верхней части. Толщина подсвиты в пределах месторождения Аксай на Северном поднятии составляет 50 м (скважина №13), на Центральном поднятии изменяется от 18 до 68 м. По комплексу ГИС подсвита, выделяется наиболее низкими КС глинисто-алевролитовых пород (2-2,5 Омм) и значениями естественной радиоактивности относительно вмещающих пород.

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

Последние характерны для большей нижней части разреза скважины 3.

В разрезе, преимущественно в нижней половине, участвуют невыдержанные по площади и толщине слои мелкозернистого, серого и коричневого слабосцементированного песчаника.

Толщина свиты на месторождении Аксай в субмеридиональном направлении изменяется от 13 м (скважина №18) до 202 м (скважина №3).

Меловая система (К)

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

Даульская свита. Свита расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижнедаульская подсвита (K_{inc1}) расчленена на два горизонта: нижний – арыкумский и верхний.

Арыкумский горизонт (K_{inc1ar}) представляет базальную толщу нижнего мела, которая залегает на отложениях верхней юры и на породах фундамента, в пределах наиболее поднятых частей горст-антиклиналей. Горизонт по литологическому составу

расчленяется на две толщи: нижнюю и верхнюю. В пределах месторождения Аксай верхняя и средняя пачки выпадают (выклиниваются) из разреза.

В зонах распространения верхнеюрских отложений района месторождений Аксай, Южный Аксай, Западный Нуралы и Нуралы общая толщина арыкумского горизонта и его стратиграфический объем постепенно сокращается в юго-восточном направлении от центральной бортовой части Арыкумского прогиба. Постепенное сокращение стратиграфического объема происходит за счет его нижних частей. При этом наблюдается изменение литологического состава горизонта, выраженное замещением глинисто-алевролитовых пород песчаниками и гравелитами. Нижнюю часть (местами весь арыкумский горизонт) облекают локальные, наиболее поднятые части выступов рельефа поверхности фундамента, сформированные в тафрогенный этап развития района (Западный Нуралы, Северное поднятие и сводовая часть Центрального поднятия месторождения Аксай, II блок Южного Аксая).

Нижняя толща (K_{1ar1}), в основном, в нижней части представлена крупнообломочными галечниками и конгломератами, которые в северо-восточной части месторождения Аксай замещены гравелитами и гравийными песчаниками, а в северной части площади месторождения Аксай отсутствуют на выходах метаморфических породах фундамента. В кровельной части толщи развиты песчаники (горизонт М-II-4), которые являются коллекторами и в том числе на соседнем месторождении Нуралы. Исключение составляет полоса вдоль уступа поверхности фундамента, отделяющая Северное поднятие месторождения Аксай от Центрального. В пределах этой полосы весь разрез нижней толщи представлен конгломератами и гравелитами, крепко сцементированными базальным карбонатным цементом, содержание которого составляет 28-32 % и более (скважины №№1, 3, 6, 7, 13).

Толща имеет высокие (15-25 Омм) КС по плотным конгломератам и гравелитам.

Верхняя толща, в основном, представлена коричневыми глинистыми алевролитами и алевритистыми глинами. На центральной части площади месторождения Аксай глинисто-алевритовые породы частично замещены мелкозернистыми песчаниками, которые являются коллекторами и выделены в продуктивный горизонт М-II-5.

Кровельная часть верхней толщи представлена карбонатными алевролитами и песчаниками, содержащими слой гравелита, слабо сцементированного глинисто-карбонатным цементом. Толщина вышеуказанных коллекторов достигает 7 м, они выделены в горизонт М-I, отделенный от горизонта М-II-5 глинистым разделом толщиной от 1 до 11 м. Толщина горизонта изменяется от 19 м (скважина №10) до 83 м (скважина №13) на месторождении Аксай.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1}^2) сложен красно-коричневыми глинами, с прослоями слабых алевролитов. Толщина горизонта изменяется в юго-западном направлении. Горизонт имеет КС около 2,5 Омм, кровля выделяется повышенными КС=3,5-4 Омм. По этому признаку и по резкому снижению значений НГК по сравнению с вышележащим разрезом кровля является репером.

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

Над кровлей выделяется не повсеместно прослеживающийся ***отражающий горизонт IIa***.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2}) в большей нижней части представлена коричневыми песками и слабосцементированными песчаниками с прослоями коричневых глин и глинистых алевролитов. Верхняя часть (до 50 м) сложена глинами и глинистыми алевролитами, которые в ряде скважин расслаиваются песками и песчаниками.

Толщина отложений свиты изменяется от 118 м (скважина №71) до 270 м (скважина 2) на месторождении Аксай.

Ант – нижний альб ($K_{1a} - al_1$)

Разрез представлен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе. Толщина изменяется от 86 м (скважина №42) до 181 м (скважина №20) на месторождении Аксай.

Карачетауская свита ($K_{1kr} - al_{1-2}$)

Свита, представлена серыми разнотекстурными песками, гравелитами, в основании галечниками и конгломератами, в средней части – слоями темно-серых глин. На площади месторождения Аксай толщина отложений свиты от 183 м (скважина 23) до 332 м (скважина 2) с увеличением к северо-западу.

Она выделяется высокими КС (15-20 Омм) по песчано-гравийным породам и 4-5 Омм по глинам, подошва является репером в связи с резким снижением КС.

Кызылгинская свита ($K_{1-2} al_{3s}$)

Представлена в нижней и верхней частях пестроцветными глинами и алевролитами, в средней части песками и песчаниками. На месторождении Аксай толщина свиты варьирует от 60 м (скважины №№17 и 24) до 167 м (скважина №23). Выделяется пониженными (4-5 Омм) КС по глинам и более высокими (8-12 Омм) по пескам.

Турон – сенон (K_{2t-sn})

Верхний мел в составе балапанской свиты турона, нерасчлененных отложений сенона, представлен в нижних частях морскими серо-цветными песчаниками, алевролитами и глинами, а в верхней части континентальными пестро-цветными песками, песчаниками, алевролитами и глинами. Значение толщин находится в пределах от 294 м (скважина №2) до 479 м (скважина №10) на месторождении Аксай.

Палеогеновая система (Р)

В основной нижней части представлены морскими зеленовато-серыми глинами, в нижней части – мергелями палеоцена и эоцена. Верхняя часть сложена коричневыми глинами олигоцена. Общая толщина отложений изменяется в пределах 161-269 м по месторождению Аксай. КС по глинам – 1,5-2 Омм, 3-4 Омм – по мергелям.

Неоген – четвертичная система (N-Q)

Отложения палеогена с размывом кровли на месторождении перекрыты бурыми суглинками и супесями плиоцен–четвертичной систем толщиной до 136,8 м (скважина №10Д).

2.1.2. Тектоника

Локальная тектоника

В тектоническом отношении анализируемое месторождение Аксай расположено в пределах Аксайской горст-антиклинали в юго-западной прибортовой части Арыкумского прогиба Южно-Торгайской впадины. Близлежащем «котлованом», генерирующим УВ, является опущенный блок в Акшабулакском грабене (рисунок 2.1.1), расположенный восточнее анализируемого месторождения.

По поверхности фундамента площадь месторождений представляет собой выступ Аксай и занимает юго-восточную часть одноименной горст-антиклинали северо-западного простирания. Протяженность выступа около 20 км. На северо-западе он отделен седловиной от выступа Западный Нуралы, а на юго-востоке отделен седловиной от крайней южной, наиболее поднятой части Аксайской горст-антиклинали (рисунок 2.1.1).

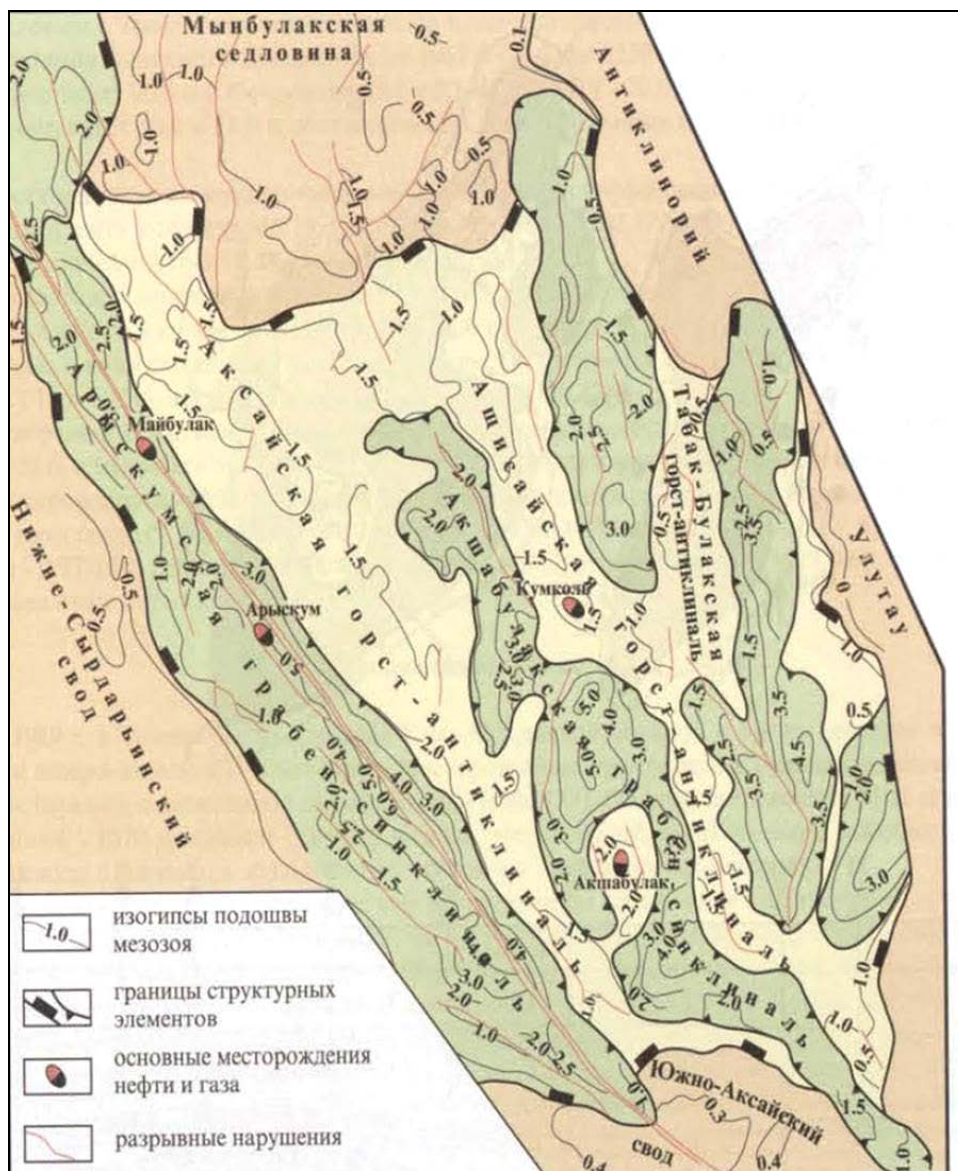


Рисунок 2.1.1 - Месторождение Аксай. Тектоническая схема Арыкумского прогиба Южно-Торгайской впадины

Аксайский выступ представлен тремя поднятиями: Северным, Центральным и Южным, которые разделены между собой седловинами, так же *Юго-Западное поднятие* находится в пределах месторождения Аксай. На поднятии уступы поверхности фундамента ограничивают распространение отложений верхней юры и нижней части арыкумского горизонта.

Ниже на рисунке 2.1.4 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта М-II-4. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1310 м до -1725 м. Прослеживается серия тектонических нарушений, в северной части рассматриваемого участка работ преимущественно субмеридионального простирания. В целом общее количество разломов более тридцати.

Структура *Центрального поднятия* сильно осложнена малоамплитудными разломами в юго-восточной части. Структура поднятия ограничена разломами с запада и с востока. Ее размеры по изогипсе -1400 м составляют порядка 4,4х2,7 км при амплитуде 40м.

Северное поднятие имеет вытянутую в субмеридиональном направлении форму. Наблюдается крупное выклинивание меловых отложений в пределах данного комплекса пород. Структура стратиграфически-экранированного типа имеет размеры по изогипсе - 1450м – 6,0х2,6 км при амплитуде 20 м.

На рисунке 2.1.3 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта М-II-5. Значения глубин колеблются от -1300 до -1650 м. В целом структурный план, в пределах данного комплекса пород, осложнен порядка тридцати разломов.

Центральное поднятие представлен серией малоамплитудных разломов. Ее размеры по изогипсе -1380 м составляют 4,0х4,8 км при амплитуде 50 м. В северном направлении наблюдается вытягивание в виде «структурного носа» с двумя локальными поднятиями по изогипсе -1400 м.

Ниже на рисунке 2.1.2 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта М-I. Диапазон значения глубин колеблется в районе от -1300 до -1625 м. Прослеживается серия тектонических нарушений в северной части, преимущественно субмеридионального простирания. Общее количество разломов более тридцати.

Центральное поднятие горизонта М-I осложнена малоамплитудными разломами как субмеридионального, так и субширотного простирания. Размеры ее по изогипсе -1370 м составляют 4,5х2,8 км при амплитуде 40 м.

Юго-западное поднятие горизонта М-I представляет собой поднятие одноименного простирания разделенной неглубокой седловиной с центральной частью месторождения. Ее размеры по изогипсе -1380 м составляют 3,3х1,67 км при амплитуде 40 м.

Результаты имеющихся сейсмических материалов 3D показывают, что реальное геологическое строение залежей месторождения Аксай, во многих случаях, является намного более сложным, чем представлялось ранее на стадиях разведки и даже на первых этапах разработки.

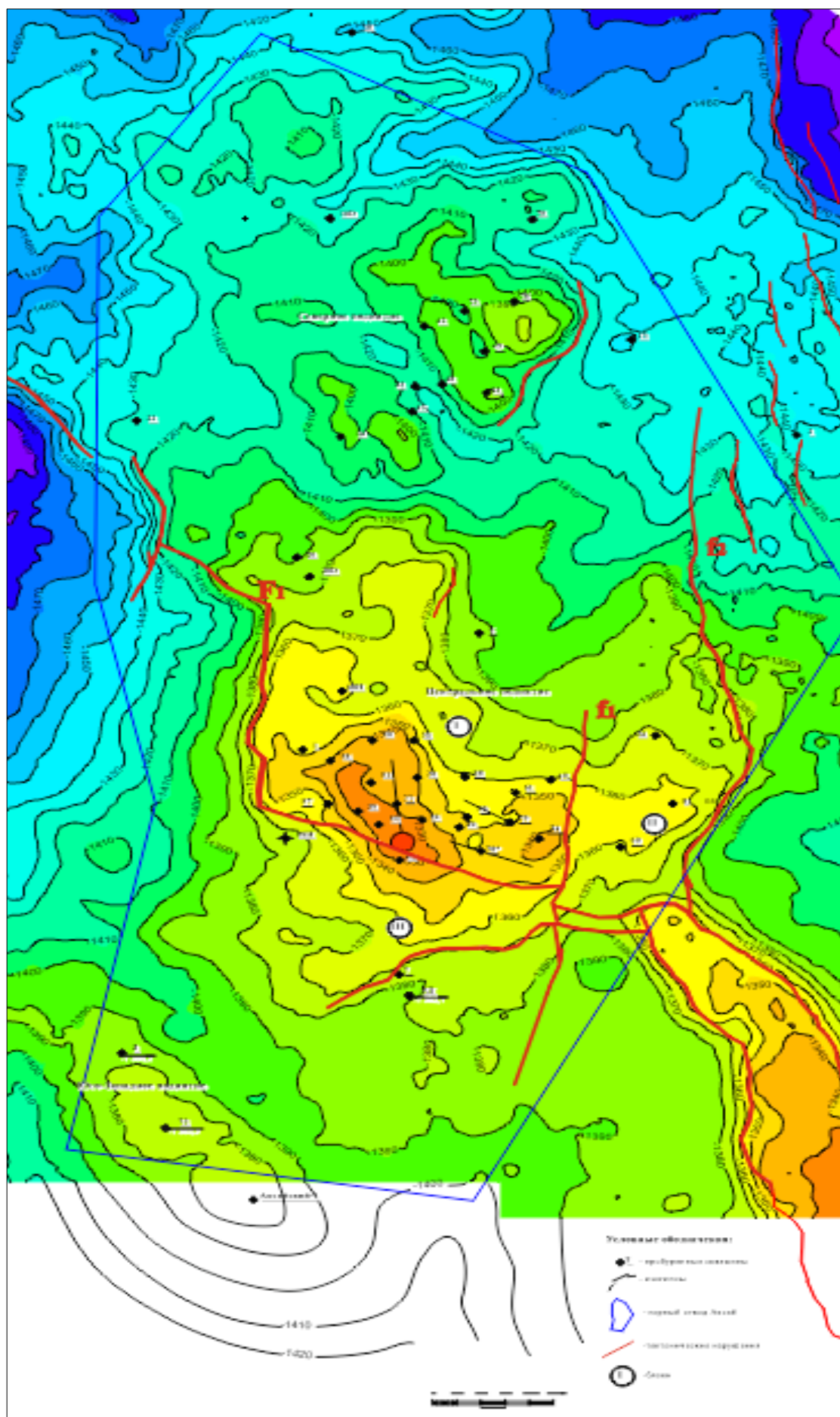


Рисунок 2.1.2 - Структурная карта по отражающему горизонту М-I

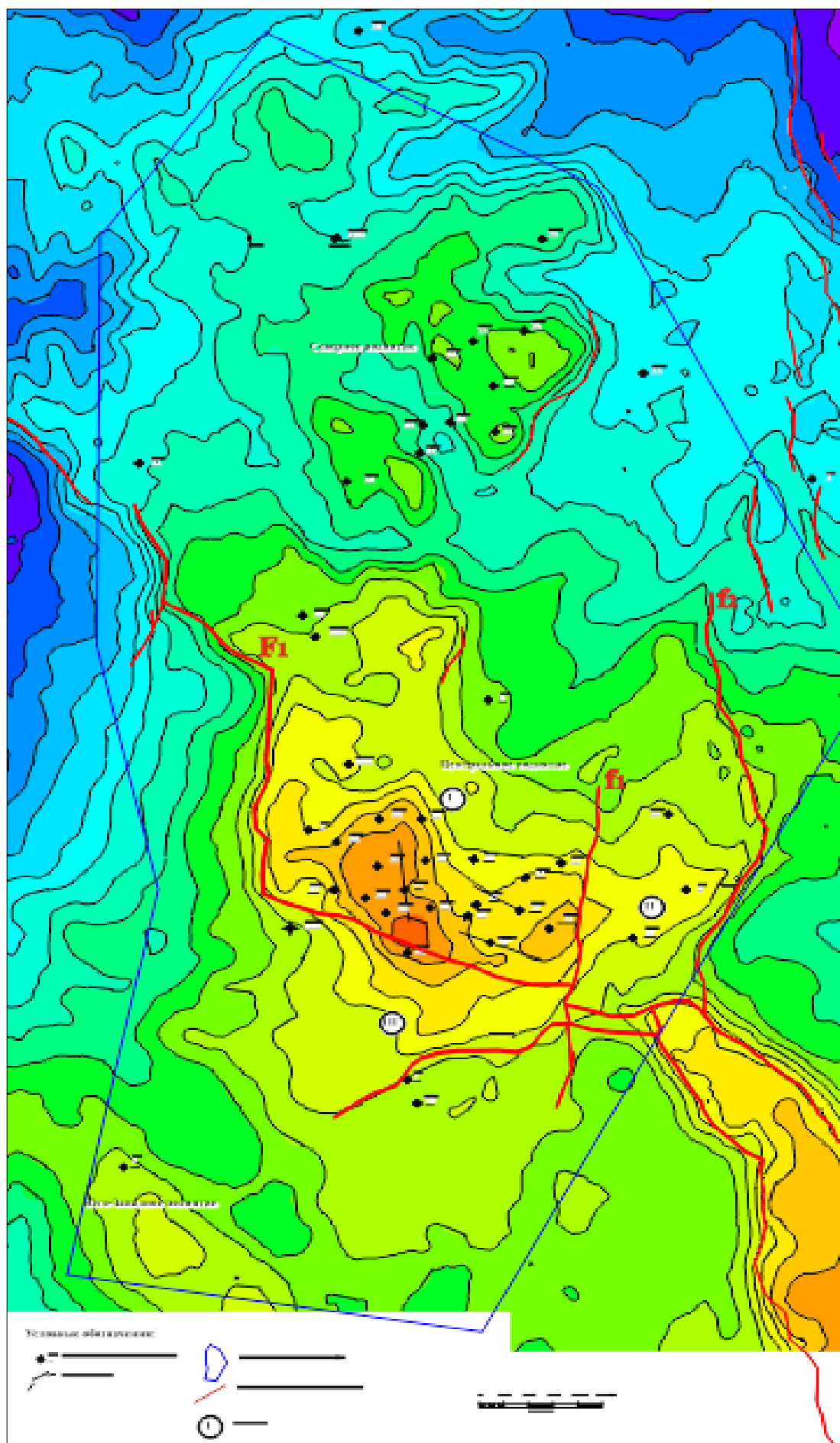


Рисунок 2.1.3 - Структурная карта по отражающему горизонту М-II-5

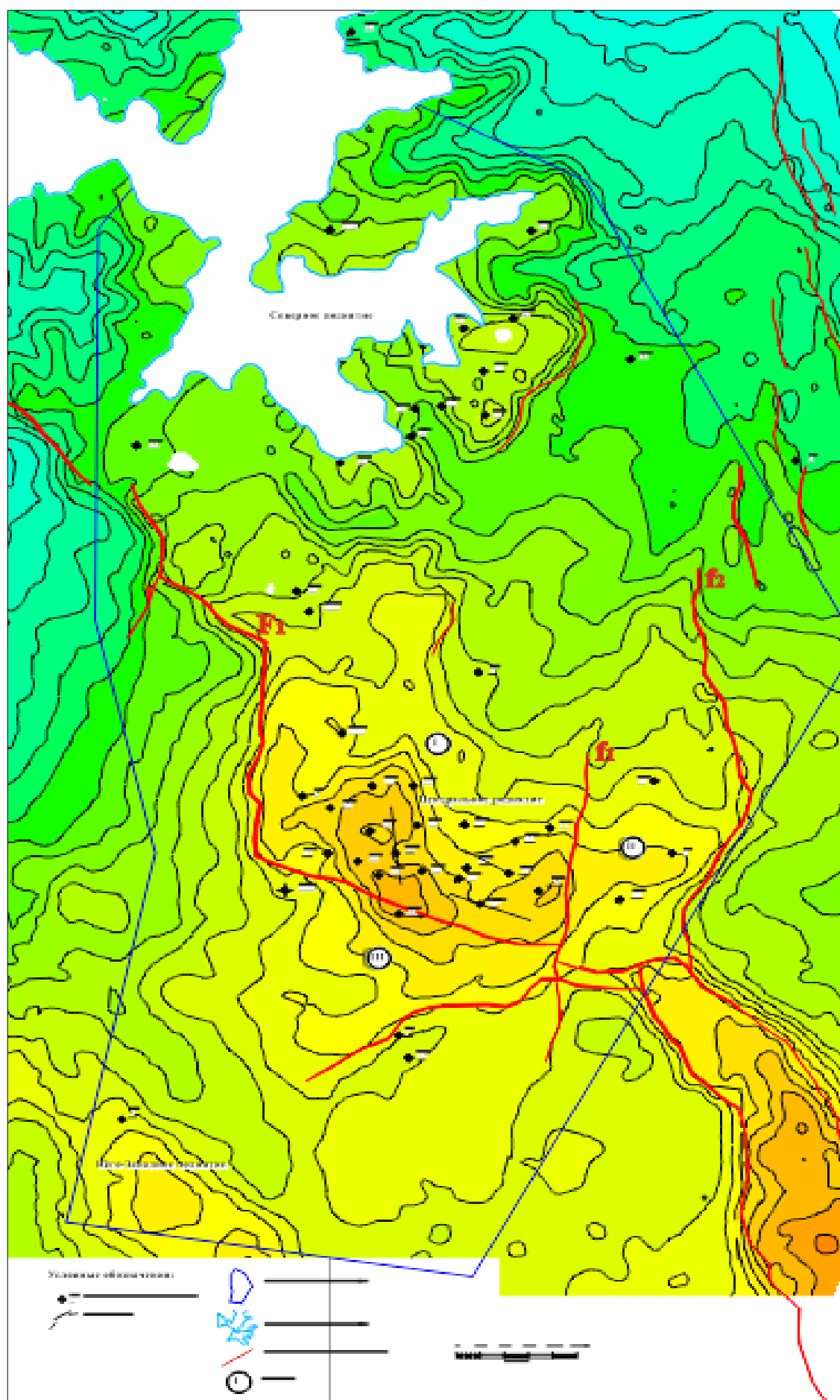


Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по отражающему горизонту М-II-4

2.1.3. Нефтегазоносность

Нефтегазоносность месторождения Аксай связана с арыкумскими отложениями. В разрезе месторождения выявлено три основных продуктивных горизонта, приуроченные к меловым отложениям: М-I, М-II-5, М-II-4. Месторождение Аксай делится на три поднятия: Северное поднятие, Центральное поднятие, Юго-Западное поднятие.

После «Дополнения к проекту разработки ...» 2023г на месторождении пробурено 12 новых скважин. Из них на Северном поднятии пробурены 4 скважины – №№83, 103, 104, 105, на Центральном поднятии 1 скважина – №82, на Юго-Западном поднятии 7 скважин – №№101, 102, 107 (КГМ) и А-3, А-4, А-10, А-11 (относящиеся к лицензионной территории соседнего недропользователя ТОО «Недра Ком»).

Далее приводится описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов.

Горизонт М-I

Горизонт является нефтегазовым. Общая толщина горизонта изменяется от 2,57 до 38,4 м, газонасыщенные толщины изменяются от 1 до 4,1 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,1 до 11,8 м.

В рамках «Пересчета запасов ...» 2021г, на данном горизонте Северное и Центральное поднятия представлены в виде единой залежи, для I и II блоков Центрального поднятия принят единый водонефтяной контакт (ВНК) с Северным поднятием (-1435), тогда как уровни ГНК газовых шапок Северного и Центрального поднятий приняты разными (графическое приложение №9). Залежь пластово-сводовая, в северо-западной части – литологически экранирована зоной отсутствия коллектора.

Нефтеносность доказана опробованием скважин №№10, 10Д, 20 и 20Д, по результатам которых получены притоки нефти до 104 м³/сут. В скважине №14 при опробовании получен приток газоконденсата. В скважина №43 получен фонтанный приток жидкости с конденсатом. В скважина №№47 и 48 при опробовании сначала получен приток жидкости свабированием, переходящий на фонтанный приток газа. В скважина №6 в интервале 1572-1580 м проведено опробование путем перфорации с ГРП, в результате была получена пластовая вода с пленкой нефти. В скважине №72 в результате исследования получен приток нефти максимальным дебитом 51 м³/сут.

I-II блок, Центральное и Северное поднятия

ВНК для блоков принят единый на срединной отметке от нижней подошвы нефти скважин №№10 и 10Д до верхней отметки опробованной воды скважины №13 – на глубине -1435 м (графическое приложение №9).

ГНК Северного поднятия (I блока) принят на срединной отметке подошвы газа скважины №43 и кровли нефти скважины №10Д и отмечается на отметке -1424м (графическое приложение №8, лист 1). Нижние отметки газа Северного поднятия наблюдаются на отметках -1421,1 по скважине №43 и на отметке -1420,9 по скважине №48, в которых при опробовании получена жидкость с конденсатом. Верхние отметки нефти наблюдаются на глубине -1427,1 опробованной в скважине №10 и на глубине -1426,9 по ГИС скважины №10Д.

Новые скважины №№ 83, 103, 104 пробурены в газовой зоне Северного поднятия. По результатам бурения в скважинах выделяются газонасыщенные коллектора по ГИС. Скважины не внесли изменений в геологическом строении данного горизонта

ГНК I-II блока Центрального поднятия принят на отметке -1364,6 м по подошве опробованного газонасыщенного пласта в скважине №17 (графическое приложение №8, лист 2). Скважина №1 находится в газовой зоне Центрального поднятия, газонасыщенная толщина составляет 2,1 м, при опробовании интервала 1535-1539 м было добыто 170,4 м³/газа. Также опробование проведено в скважинах №№8, 17, 26.

Скважина №82 пробурена в газовой зоне II блока и оценена по ГИС. По фактическим данным бурения новые скважины подтвердили строение залежи.

Блок III

Продуктивность блока доказана опробованием в скважинах №№7, 7Д. По результатам опробования в скважине №7 в интервале 1554-1561 было проведено опробование на разных штуцерах, дебиты нефти изменялись от 7,1 до 26,4 м³/сут газа от 933 до 26,4 тыс. м³/сут, ГФ от 1297 до 1000 м³/м³, что подтверждает близость газовой зоны.

ВНК принят по подошве опробованного нефтяного пласта в скважине №7Д на отметке -1386,5м (графическое приложение №8, лист 2).).

ГНК принят на отметке -1373,5м по прямому контакту в скважине №7 (графическое приложение №9).

Юго-западное поднятие

По типу резервуара залежь относится к пластовым сводовым.

Продуктивный горизонт на Юго-западном поднятии вскрыт скважинами №№3, 72, 101, 102 и Аксайский-1, А-3, А-4, А-10, А-11 (относящиеся к лицензионной территории соседнего недропользователя «НК»), подтверждена по результатам интерпретации ГИС и опробованием.

В скважине № 3 при испытании интервалов 1563-1569 м, 1575-1582 м, 1587-1594 м получен приток нефти дебитом 1,54 м³/сут.

В скважине №72 была проведена интенсификация притоков методом ГРП, для повышения нефтеотдачи призабойной зоны пласта, в результате, который извлечено 424 м³ жидкости за 6 дней исследования, из них 187 м³ нефти и 197 м³ воды. Максимальный суточный дебит по скважине составляет 51 м³ и вода 26,7 м³. Проведен ГИС контроль (от 07-08.09.2021г), для определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида. В результате все прострелянные интервалы оказались рабочими, максимальный приток приходится на интервал 1582-1585 м, составляя в процентном соотношении 36%.

В скважине №Акса́йский-1 опробование проведено в нескольких этапах:

- 23-24.03.2020г – испытание произведено в интервале 2173-2178 м, относящиеся к юрским отложениям. В результате методом свабирования получена вода с пленкой нефти;
- 24-25.03.2020г – второй этап испытания произведено в интервале 2096,5-2098 м, которое относится к нижним горизонтам, в результате так же методом свабирования получена вода с пленкой;
- 26-27.03.2020г – на третьем этапе испытания, произведенный в интервалах 1569-1573 м, 1577,5-1579 м, 1581-1582,5 м, 1587-1592 м (горизонт М-I) методом свабирования получен нефть с суточным дебитом 8 м³ и вода 8% от общего объема.

В скважине №101 при опробовании интервалов перфорации 1562-1564м, 1565-1566м, 1570-1572м, 1573,5-1576,5м, 1579,5-1582м всего было извлечено жидкости в объеме 211,76 м³, в т.ч. нефти 47,03 м³, воды 152,76 м³. Объект является нефтеводоносным.

В скважине №102 при опробовании интервалов перфорации 1559-1561,5м, 1563-1564м, 1566-1568м, 1569-1570,5м, 1574,5-1576м, 1577-1580,5м было извлечено жидкости в объеме 52,4 м³, в т.ч. нефти 13,2 м³, воды 39,2 м³. Объект является нефтеносным.

В скважине №А-3 опробование проведено в 2 объектах. Интервал опробования 1-го объекта 1618-1619,5м (1,5м), признаков нефти и газа не наблюдалось. Интервал опробования 2-го объекта 1583-1588м (5м), на выходе вода с пленкой нефти. Объект нефтеносный.

В скважине №А-4 опробование проведено в 2 объектах. Интервал опробования 1-го объекта 1608-1609,5м (1,5м), признаков нефти и газа не наблюдалось. Интервал опробования 2-го объекта 1587-1588,5м (1,5м), в результате опробования объект нефтеносный.

В скважине №А-10 испытание произведено в интервале 1564-1568м (4м), в результате получена вода с пленкой нефти.

В скважине №А-11 опробование проведено в 2 этапах:

- 28.10-18.11.2022г – испытание произведено в интервале 1583,5-1587,5м (4м). Объект не продуктивный.
- 19.11.2022г-1.02.2023г – второй этап испытания произведено в интервале 1574,5-1579,5м (5м), в результате получена вода с пленкой нефти.

Средневзвешенные эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам №№3, 72, 101, 102, Аксайский-1, А-4, А-10, А-11 составляют 9,7 м, 11,8 м, 6,3 м, 7,6 м, 6,9м, 2,8м, 8,9м, 9,5м.

В рамках настоящего проекта по результатам бурения скважины А-4 были вскрыты нефтенасыщенные пласты ниже уровня утвержденного УВНК(-1413,3м). Таким образом, ВНК условно принят на абсолютной отметке -1419,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора скважины №А-4. За счет изменения границ контура УВНК площадь зоны продуктивности увеличилась, площадь составляет 6011 тыс. м².

Горизонт М-II-5

Горизонт представляет собой тектонически и литологически экранированную пластово-сводовую залежь.

Общая толщина горизонта изменяется от 14,03 до 57,7 м, газонасыщенные толщины изменяются от 1 до 5,1 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,7 до 4,6 м.

Все скважины, пробуренные в Северном своде по материалам ГИС являются заглинизированными. Новые скважины №№83, 103, 104 не внесли изменений в геологическом строении данного горизонта, так же входят в зону глинизации.

Центральное поднятие

В пределах залежи наблюдается обширное распространение зоны глинизации, в восточной части скважины №№17, 24, 60, севернее экраном являются скважины №20 и 20Д.

Продуктивность блока доказана опробованием в скважинах №№ 1, 7, 7Д, 8, 26. Результаты опробования:

- скважина №1 совместно с горизонтом М-II-4 – в результате получена нефть с технической водой, нефть и нефть с газом;
- скважина №7 в интервалах 1567-1569, 1573-1577м опробована на разных штуцерах, получена нефть от 9,4 до 50,8 м³/сут, газ от 14 до 41,5 тыс. м³/сут. При этом газовый фактор (ГФ) снижается от 1495 до 817 м³/м³, что свидетельствует о близости газовой зоны;
- по скважине №7Д совместно с горизонтом М-I в интервалах 1562-1567, 1571-1574 м всего получено жидкости 84,793 м³, из них 34,64 м³ нефти;

- по скважине №26 совместно с горизонтом М-II-4 в интервалах 1553,3-1554,6; 1558,3-1560,9; 1570,2-1575,7 м получен газ дебитом от 7 до 9 тыс. м³/сут, нефть от 6,4 до 19,7 м³/сут. Позднее при переходе на интервал выше 1535,2-1537,9, 1539,8-1541,3 м только по горизонту М-II-5 получен приток газа.

ГНК принят единый с горизонтом М-I на отметке -1373,5.

ВНК принят единый для двух блоков (I-III) по срединной отметке нефтенасыщенного пласта в скважине №7Д и водяного пласта скважины №6 на отметке -1406,6м.

Залежь в районе скважины № 8 выделена по данным ГИС, и доказана получением воды с нефтью в результате испытания. По результатам бурения скважины №82 выделяются нефтенасыщенные коллектора по данным ГИС, тем самым увеличивается площадь продуктивности блока. Уточнено распространение зоны отсутствия коллектора.

Горизонт М-II-4

В рамках «Пересчета запасов ...» 2021г горизонт М-II-4, был разделен на три пласта по соотношению литологических разностей в отобранном керне по продуктивным комплексам.

Таблица 2.1.1 - Содержание литологических разностей

Поднятия	Горизонты	Вынос керна, м	Песчаники		Алевролиты		Гравелиты, конгломераты		Глины, аргиллиты	
			м	%	м	%	м	%	м	%
Северное	М-II-4а	29,00	15,34	52,9	11,78	40,6	-	-	1,88	6,5
	М-II-4б	25,34	4,56	18,0	5,35	21,1	14,63	57,7	0,8	3,2
Центральное	М-II-4а	27,21	20,36	74,8	1,91	7,0	3,24	11,9	1,7	6,2
	М-II-4б	70,93	1,63	2,3	0,5	0,7	68,70	96,9	0,1	0,1
	М-II-4в	24,58	1,55	6,3	0,1	0,4	21,23	86,4	1,7	6,9
Всего	М-II-4а	56,21	35,7	63,5	13,69	24,4	3,24	5,8	3,58	6,4
	М-II-4б	96,27	6,19	6,4	5,85	6,1	83,33	86,6	0,9	0,9
	М-II-4в	24,58	1,55	6,3	0,1	0,4	21,23	86,4	1,7	6,9

Вышестоящая таблица 2.1.1 свидетельствует о том, что месторождение представлено терригенными породами: песчаниками, алевролитами, грубообломочными породами (гравелит-конгломераты) и глинами (аргиллитами). Содержание гравелитов и конгломератов в пласте М-II-4а (Северное поднятие – 0%, Центральное поднятие – 11,9%) относительно невысокое, а по горизонту М-II-5 данные породы встречаются в песчаниках только в виде включений. Содержание грубообломочных пород увеличивается в пластах М-II-4б и М-II-4в, особенно на Центральном поднятии.

По пласту М-II-4б на Северном поднятии преобладают грубообломочные породы (57,7%), песчаники и алевролиты составляют 18% и 21,1% соответственно от вынесенной породы, а на Центральном поднятии выносились в основном гравелит-конгломераты – 96,9%, так же, как и по пласту М-II-4в – 86,4%. Значительное количество глин и аргиллитов

был отобран в горизонте М-II-5 (Северное поднятие – 63,6%, Центральное поднятие – 21,6%).

Пласт М-II-4а представляет собой пластово-сводовую залежь, литологически, тектонически и стратиграфически ограниченной выступом фундамента в центральной части.

Общая толщина пласта изменяется от 3,18 до 11,7 м, газонасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 1,5 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,7 до 8 м.

Значительную площадь Северного поднятия пласта М-II-4а занимает выступ фундамента, который отделил скважину 10Д от основной залежи.

После «Дополнения к проекту разработки ...» 2023г на поднятии пробурено 4 скважины №№ 83, 103, 104, 105.

В скважине №83 при опробовании совместно с *пластом М-II-4б* интервалов перфорации 1621,5-1624,5м, 1626,5–1628м, 1629,5-1634,5м всего извлечено жидкости в объеме 113,5 м³, в т.ч. нефти 7,6 м³, воды 103,9 м³.

В скважине №103 при опробовании совместно с *пластом М-II-4б* интервалов перфорации 1626-1637м извлечено жидкости в объеме 65,3м³, в т.ч. нефти 19,6 м³, воды 45,7 м³.

В скважине №104 при опробовании совместно с *пластом М-II-4б* интервалов перфорации 1622-1624,5м, 1625,5-1628,5м, 1630-1631,5м извлечено жидкости в объеме 72,7 м³, в т.ч. нефти 8,9 м³, воды 63,8 м³. Объекты являются нефтеносными.

Новые скважины не внесли изменений в геологическом строении на данном пласте.

В пределах основной залежи так же пробурены скважины №№14, 22, 23, 42, 49, 76. Все скважины опробованы. Результаты опробования:

- скважины №14 опробована совместно с фундаментом PR, получен приток нефти с газом дебитом 44,16 м³/сут и 4,35 тыс. м³/сут соответственно;
- в скважине №22 получен нефонтанирующий приток нефти с водой, в связи с не промышленностью полученного притока запасы оценены по категории C₂;
- в скважине №23 совместно с горизонтом М-I получен приток нефти дебитом от 6,4 до 19,7 м³/сут;
- в скважине №76 всего извлечено жидкости в объеме 75,7 м³, в том числе нефти 4,67 м³, воды 71 м³;
- в скважине №73 была проведена интенсификация притоков методом ГРП, для повышения нефтеотдачи призабойной зоны пласта, в результате, который извлечено 230 м³ жидкости за 5 дней исследования, из них 76 м³ нефти и 143,7 м³ воды. Проведен ГИС контроль (14-15.08.2021г), для определения

работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида. В результате все прострелянные интервалы оказались рабочими, максимальный приток приходится в интервал 1628-1629,2 м в процентном соотношении составляя 32,5%.

Данный пласт эксплуатировался совместно с нижним пластом в скважинах №№14, 23, 42, 49. Скважина №14 работала в 2003-2004г, и с 2014г до настоящего времени. Скважина №23 работала в 2002-2004гг, и с 2014г до настоящего времени. Скважина №42 работает с 2014г до настоящего времени.

В районе скважины №10Д выступ фундамента разделяет основную залежь на две части, где имеют разные ВНК.

ВНК в районе скважины №22 принят на отметке -1463,7м по подошве опробованного нефтяного пласта в скважине №22.

ВНК в районе скважины №10Д принят на отметке -1456,5м, что соответствует подошве нефтеносного коллектора. В скважине №10Д по материалам ГИС выделяется нефтенасыщенная мощность 3,2м, при опробовании которой получена жидкость 34,5 м³/сут, из них нефти 12,4 м³/сут.

Центральное поднятие пласта М-II-4а делится на два блока разделенных тектоническим нарушением *f1*.

I блок. Залежь имеет газовую шапку, в пределах которой пробурены скважины №№39, 53, 56 и 77. Залежь на севере и юге ограничена зоной литологического замещения. Продуктивность доказана опробованием скважин №№1, 17, 26, 39, 40, 50, 54, 56, 58, 61, 77, 78. Данный горизонт эксплуатировался в скважине №№26, 50, 53, 54, 56, работающих с 2015г до настоящего времени.

ГНК принят единый с нижним *пластом М-II-4б* на отметке -1370,6 по подошве газонасыщенного пласта в скважине №39 в пределах *пласта М-II-4б*, отметки которой соответствует кровли нефти в скважины №26. В районе скважин №№20 и 20Д продуктивность доказана опробованием данного горизонта. ВНК принят на отметке -1434м по подошве нефтяного пласта в скважине №20.

II блок. Вскрыт скважинами №№8, 24, 60 и 82. Залежь на севере литологически экранирована зоной замещения. Опробование произведено в скважине №№8 и 60. При опробовании скважины №8 получен приток нефти дебитом до 97 м³/сут. В скважине №60 в интервале 1576-1582 м при свабировании получена вода, далее при УЭЦН получена нефть дебитом 30,1 м³/сут и вода 101 м³/сут. Скважина №8 начала работать в 2003г, работала в 2012г и с 2015г до настоящего времени.

В скважине №82 была проведена интенсификация притоков методом ГРП, для повышения нефтеотдачи призабойной зоны пласта, в результате которой извлечено 217 м³ жидкости, из них 44,1 м³ нефти и 163,1 м³ воды в интервале 1570-1574м.

ВНК для II блока принят на отметке -1403,4 по подошве нефти в скважине №24.

Пласт М-II-4б представляет собой пластово-сводовую залежь, литологически, тектонически и стратиграфически ограниченной выступом фундамента в северной части.

Общая толщина горизонта изменяется от 4,3 до 35 м, газонасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 2,2 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,79 до 7,6 м.

Нефтеносность Северного поднятия *пласта М-II-4б* доказана опробованием в шести скважинах - №№14, 49, 76, включая новые пробуренные скважины №№83, 103, 104.

Скважина №83 не внесла изменений в геологическом строении пласта. По данным опробования совместно с *пластом М-II-4а* скважины №№103, 104 представлены нефтенасыщенными, площадь зоны продуктивности незначительно увеличилась.

В скважинах №№103, 104 выделяются водонасыщенные коллектора по данным интерпретации ГИС, скважины имеют обводненные пласты за счет разработки соседних скважин, начальная нефтенасыщенная толщина коллекторов горизонта по скважинам составила 3,7 м и 6,2 м соответственно.

Данный горизонт эксплуатировался совместно с верхним пластом в скважинах №№14 и 49.

ВНК принят единый с вышележащим пластом М-2-4а (в районе скважины №22) на отметке -1463,7м.

Залежь в районе скважины №76 стратиграфически экранирована выступом фундамента. ВНК принят по прямому контакту нефть-вода в скважине 76 на отметке -1442,5м.

Значительная часть залежи I блока Центрального поднятия *пласта М-II-4б* ограничена зоной литологического замещения, а также тектоническим нарушением F_I и f_I .

Газовую шапку вскрыли скважины №№39, 41, 53, 56.

Продуктивность доказана опробованием скважин №№20Д, 26, 39, 40, 41, 50, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 71, 77.

ГНК принят на отметке -1370,6 по подошве газонасыщенного пласта в скважине №39, отметки которой соответствует кровля нефти в скважинах №№56 и 26.

ВНК для I блока принят на отметке -1434м по подошве нефтяного пласта в скважине №20.

II блок. Вскрит скважиной №8. Залежь на западе и юго-западе литологически экранирована зоной замещения. Опробование произведено в скважине №8, в результате

которого получен приток нефти дебитом до 97 м³/сут. Скважина №8 начала работать в 2003г, работала в 2012г и с 2015г до настоящего времени.

Скважина №82 вскрыла зону замещения. Тем самым подтверждая строение залежи.

ВНК для II блока принят на отметке -1403,4 по подошве нефти в скважине №24.

III блок. Вскрыт скважиной №41. Залежь ограничена на юге и на востоке зоной литологического замещения, а также с северной части тектонически экранирована. ВНК для III блока принят на отметке -1415,1м, соответствующий кровле верхней отметки воды в скважине №41.

Пласт М-II-4в представляет собой пластово-сводовую залежь, большая часть скважин вскрыла зону замещения и выступ фундамента.

Общая толщина горизонта изменяется от 6,6 до 20 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,93 до 6,5 м.

Залежь I блока Центрального поднятия *пласта М-II-4в* ограничена на севере и на востоке зоной литологического замещения, а также с южной части тектонически экранирована.

Продуктивность залежи доказана опробованием скважин №№26, 40, 50, 51, 53, 55, 56, 57.

ВНК принят на отметке -1408,8м по кровле воды по опробованию коллектора в скважине №1.

Ниже в таблице 2.1.2 приведены сведения о принятых значениях ВНК, ГНК по зонам и подсчетным объектам продуктивных горизонтов и пластов.

Таблица 2.1.2 - Положение ВНК и ГНК по установленным залежам

Горизонт	Поднятие, блок	ГВК, ГНК, ВНК	№№ скв.	Подошва газа, м	Подошва нефти, м	Кровля нефти, м	Прямой контакт, м	Кровля воды, м	Принятый ВНК, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
М-I	Северное + I-II блок	ВНК	10, 10D		-1428,2; -1428,8*				-1435
			13					-1442,1	
	Северное (I блок)	ГНК	43	-1421,1		-1426,9			-1424
	Центральное (III блок)	ВНК	7Д		-1386,5				
	Центральное (III блок)	ГНК	7				-1373,5		
	Центральное (I-II блок)	ГНК	17	-1364,6					
	Юго-западное	ВНК	A-4		-1419,8				-1419,8

М-II-5	Центральное	ГНК	1	-1370,7		-1379,8			-
			7			-1383,5			1373,5 **
		ВНК	7Д		-1396,9				-1406,6
			6					-1416,4	
М-II-4а	Северное (р-н скв. 22)	ВНК	22		-1463,7				
	Северное (р-н скв. 10Д)	ВНК	10Д		-1456,5				
	Центральное (I блок)	ВНК	20		-1434				
	Центральное (I блок)	ГНК	39	-					-1370,6
			26	1370,6** *					
	Центральное (II блок)	ВНК	8		-1403,4				
М-II-4б	Северное	ВНК	22		-1463,7****				
	Северное (р-н скв. 76)	ВНК	76				-1442,5		
	Центральное (I блок)	ВНК	20		-1434				
	Центральное (I блок)	ГНК	39	-1370,6					
			26			-1370,5			
	Центральное (II блок)	ВНК	8		-1403,4				
М-II-4в	Центральное (III блок)	ВНК	41					-1415,1	
	Центральное (I блок)	ВНК	1					-1408,8	

Примечание: * – значения по разным скважинам;

** – ГНК принят по аналогии с вышележащим горизонтом М-I (III блок центрального поднятия);

*** – по аналогии с пластом М-II-4б;

**** – по аналогии с пластом М-II-4а

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

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

Анализ результатов исследования кернa. На месторождении с отбором кернa пробурено 26 скважин:

- 10 скважин Северного поднятия – №№2, 10, 13, 14, 18, 22, 23, 42, 74, 76;
- 12 скважин Центрального поднятия – №№1, 6, 7, 8, 9, 17, 20, 24, 26, 57, 69н, 71;
- 4 скважины Юго-Западного поднятия – №№3, 72, А-1, А-11.

Общая проходка колонковым долотом составила 1924,6 м, поднято 1058,34 м кернa или 55,0% от проходки, проанализировано всего 1016 образцов кернa 23 скважин.

В меловых отложениях отобрано с проходкой 1044,4 м вынесено 647,61 м (62%) керна, проанализировано 996 образцов керна. В продуктивной части меловых отложений (горизонты М-I, М-II-5, М-II-4) проходка составила 661,52 м с линейным выносом 425,29 м или 64,29% от проходки. Из них в пределах продуктивной толщи изучено 851 образец керна. Количество кондиционных образцов – 165 ед. За пределами горизонтов проанализированы 165 образцов из 15 скважин.

Характеристика отбора керна по скважинам и по поднятиям приведена в таблице 2.2.1.

По скважинам №№23, 26, 69Н, 71, 72, 74, 76 проведено литолого-петрографическое описание шлифов и сканирование электронным микроскопом, определялся состав пород, тип цемента и пор.

Для изучения литологии разреза в скважинах 10Д, 23, 42, 43, 48, 49 Северного поднятия, в скважинах 7Д, 20Д, 24, 26, 39, 40, 41, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 68, 69, 77, 78, 79 Центрального поднятия и скважины №72 Юго-Западного поднятия был отобран шлам, проведено макроописание шлама, процентное соотношение литологических разностей, газо- и нефтепоказания.

Таблица 2.2.1 - Характеристика отбора керна

Свод	№ скважины	Глубина, м	Отбор керна			Вынос керна от глубины скважины, %	Количество образцов	Количество кондиционных образцов
			Проходка, м	Вынос керна				
				м	%			
Северный	2	1930	212	118,5	55,9	6,1	63	10
	10	1700	91,5	31	33,9	1,8	3	-
	13	1941	128,3	77,6	60,5	4,0	9	-
	14	1700	63,6	29,2	45,9	1,7	35	10
	18	1730	80,8	25,35	31,4	1,5	27	1
	22	1700	45,3	36,1	79,7	2,1	15	7
	42	1665,5	14,66	14,59	99,5	0,9	48	5
	23	1682	26,9	26,25	97,6	1,6	86	7
	74	1740	9	9	100	0,5	4	-
	76	1700	9	9	100	0,5	22	11
Всего по Сев. под.		17488,5	681,06	376,59	55,29	2,2	312	51
Центральный и Юго-Западный	1	1683	49	17,5	35,7	1,0	-	-
	3	2220	115,6	66,9	57,9	3,0	11	-
	6	1860	166,8	55,4	33,2	3,0	20	-
	7	1900	129,4	29,05	22,4	1,5	12	1
	8	1779	139,9	45,5	32,5	2,6	14	1
	9	1906	107	70,1	65,5	3,7	3	2
	17	1852	214,3	135	63,0	7,3	43	6
	20	1691	56,2	26,7	47,5	1,6	41	4
	24	1786,5	36	35,63	99	2,0	66	15
	69Н	1772,5	29,83	29,83	100	1,7	115	23
	26	1705	31	31	100	1,8	134	19
	57	1650	36,41	22,3	61,2	1,4	81	24
	71	1740	27	21,5	79,6	1,2	64	10

	72	1691	47	46,15	98,2	2,7	100	9
	A-1	1683	31	22,1	71,29	1,0	-	-
	A-11	2269	27,1	27,1	100	1,0	-	-
Всего по Центр. и Ю-З своду		29188	1243,54	681,75	54,8	2,3	704	114
Всего по месторождению		42724,5	1924,6	1058,34	55,0	2,5	1016	165

Работы по изучению керна были проведены в различных петрофизических лабораториях: в ЛФП ЮКНРП (г. Тогуз), в физико-химической лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» (п. Нефтеразведка), в RWE Dea AG, E&P-Labor Wietze (Германия); в ТОО «Кор Лабораториз» (г. Атырау), в ТОО «Компания Жаһан» (г. Атырау), в ТОО «Везерфорд-КЭР» (г. Актау), в Атырауском филиале ТОО «КМГ Инжиниринг». Комплекс исследований включал определение следующих стандартных параметров: открытая и полная пористость, проницаемость по газу, плотность зерен и породы, гранулометрический состав, содержание карбонатной составляющей. Выполнены специальные исследования керна: определение удельного электрического сопротивления, относительной проницаемости в системе нефть-вода и коэффициента вытеснения, жидкостная экструзионная порометрия, нагнетание ртути, смачиваемость, пористость и проницаемость воздушно-сухих пород при давлении, чувствительность к кислоте. Кроме того, проведен литолого-петрографическое описание шлифов, сканирование электронным микроскопом, рентгено-минералогический анализ.

Зависимость параметра пористости от пористости и зависимость параметра насыщения от водонасыщенности. Петрофизические зависимости $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$ построены по данным лабораторных исследований образцов из скважин №№2, 11, 14, 19, 23, 26, 31, 34, 42, 57, 69н, 71, 72. Для количественной интерпретации ГИС были использованы следующие уравнения: $R_p=K_{p-1.83}$, $R_n=K_{v-1.99}$. Полученные значения $m=1,83$ и $n=1,99$ были использованы для количественной интерпретации ГИС.

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

По **горизонту М-I** преобладают песчаные разности, по **горизонту М-II-5** коллектора представлены песчаниками и алевролитами (с редким включением грубообломочных). В **горизонте М-II-4** преобладают грубозернистые породы в основном в центральной части, и в этих породах местами встречаются слои песчаников. Также верхняя часть продуктивного **горизонта М-II-4** представлены нефтенасыщенными песчаниками.

Анализ результатов исследования ГИС. На дату составления настоящего проекта после АР-2025г на месторождении пробурены 2 новые скважины: №105 – на северном поднятии и №107 – на юго-западном поднятии.

Вскрытие разреза в новых скважинах осуществлялось полимерным раствором с плотностью 1,11 г/см³, вязкостью 46 сек. и удельным электрическим сопротивлением 0,2 и 0,23 Ом (при температуре 74,5⁰С и 64,7⁰С соответственно). Номинальный диаметр составляет 215,9 мм.

В открытом стволе. Запись ГИС в новых скважинах проводилась сервисной компанией ТОО «БГС» с использованием цифровой станции «Диалог».

В скважинах №№105 и 107 проведен современный комплекс ГИС, включающий в себя следующие методы: ГК, ННКт, КВ, ПС, КС (N0.5M2A, A2M0.5N), БК, МКЗ, ИК (активный и реактивный), ВИКИЗ, АК, ГГКп, нейтронная пористость (NPHI). Качество материалов ГИС хорошее.

Для контроля пространственного положения ствола скважины выполнялась инклинометрия. Ствол скважин вертикальные.

Для оценки качества цементирования колонн использовались акустическая цементометрия и термометрия.

Виды и объемы ГИС в закрытом стволе. С целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида, дебита скважины, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в скважинах №№24 (20.06.2025г), 47 (07-08.03.2025г), 57 (15-16.10.2025г), 105 (19.05.2025г) и 107 (30-31.03.2025г) были проведены исследования PLT. Определение профиля притока выполнено сервисной компанией ТОО «БГС».

По результатам PLT:

- в скважине №24 на момент исследования ГИС заявленный интервал перфорации работает в интервалах: 1552-1553,5 м, 1554-1555 м, 1555,3-1556 м, интервалы работают с водой и пленкой нефти, пластовое давление пласта низкое, из-за чего возможно, интервал работает слабо и разгазирован, нарушений экс. колонны и заколонных перетоков не выявлены;
- в скважине №47 на момент исследования ГИС в работе скважины участвует средняя часть перфорированного интервала (1621-1626 м): 1622-1624 м, интервал работает с нефтью и водой, возможно интервал полностью не очищена от жидкости глушения скважины;
- в скважине №57, на момент исследования ГИС отмечается слабый приток из заявленного интервала перфорации 1583-1593 м. Кровельная часть пласта 1583-

1584 м, работает с водой, работает внутрипластовым перетоком сверху с глубины 1581.0м, подошвенная часть пласта 1591,5-1592,5 м работает слабо. Забойное давление пласта низкое возможно, пласт разгазирован. Изменение ТМ на глубине 1148.8 м, связано с гидромурфтой в колонне. Других нарушениях экс. колонны и заколонных перетоков сну и сверху интервала перфорации не наблюдаются;

- в скважине №105 на момент исследования ГИС интервал перфорации (1635-1640,5 м) работает в подошвенной части в интервалах: 1638,1-1638,6 м, 1639,2-1639,5 м, 1639,6-1640 м работают с водой и нефтью, 1640-1640,5 м проявляет из себя воду, вода поступает по внутрипластовому перетоку снизу с глубины 1645,3 м. Других нарушениях экс. колонны и заколонных перетоков выше и ниже интервалов перфорации не наблюдается;
- в скважине №107 на момент исследования ГИС в работе участвуют перфорированные интервалы: 1565,5-1566,5 м, 1573-1574 м, 1576,3-1577 м, 1577,7-1578,5 м, 1586-1587,3 м, интервалы работают с водой и пленкой нефти. Перфорированный интервал 1581,5-1583,5 м не работает. Других нарушениях экс. колонны и заколонных перетоков выше и ниже интервалов перфорации не наблюдается;

В скважине №61 сервисной компанией ТОО «БГС» 27.05.2025г и 04.07.2025г выполнено определение профиля приемистости:

- По результатам исследования от 27.05.2025г на момент исследования ГИС закачиваемую жидкость принимают кровельная часть заявленного перфорированного интервала: 1589-1591 м, 1591,4-1592,5 м, подошвенная часть интервала 1592,5-1597м не работает;
- По результатам исследования от 04.07.2025г на момент исследования ГИС основная закачиваемая жидкость уходит в кровельную часть интервала перфорации: 1589,3-1591 м, 1592,0-1592,6 м, интервалы: 1592,9-1593,4 м, 1592,9-1593,4 м, 1593,6-1594,2 м, 1594,6-1595,4 м, 1596,1-1597 м принимают слабо.

Рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля за разработкой в эксплуатационных скважинах для контроля за текущим состоянием скважин, определения текущего насыщения пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Интерпретация ГИС. В текущей работе выполнена интерпретация материалов ГИС новых скважин №№105 и 107 в программном обеспечении «Interactive Petrophysics».

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС как в комплексе, так и отдельно. Определение глинистости по ГК осуществлялся по двойному разностному параметру с применением уравнения В.В. Ларионова.

Оценка пористости велась с использованием кривых ГГКп, АК и NPHI.

Коэффициент водонасыщенности определен по уравнению Арчи.

Наряду с качественными признаками при выделении коллекторов использовался количественный критерий – граничное значение пористости (Кпгр) принятое равным 12%, в основном для **горизонтов М-I и М-II-5**, где основная часть разреза представлена песчаниками. По продуктивному **горизонту М-II-4** Центрального поднятия, представленному в основном грубообломочными породами по керну и достаточно уверенно выделяющимися по данным ГИС, при выделении коллекторов граничное значение пористости принято равным 9,5%.

Все материалы геофизических исследований по новым скважинам добавлены в существующую базу данных по ГИС. Эти сведения учитываются в петрофизической основе существующей геологической модели месторождения.

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов-коллекторов, являются коэффициенты доли коллекторов, расчлененности и распространения. Ниже в таблице 2.2.2 приведены показатели неоднородности для каждого эксплуатационного объекта, в таблице 2.2.3 – характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения по продуктивным горизонтам.

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов по залежам

Объект	Горизонт	Наименование	Коэффициенты неоднородности, д. ед.	
			песчанности	расчленённости
I (Север. и Центр. поднятия)	М-I	Среднее значение	0,5	1,6
		Коэффициент вариации	0,37	1,27
		Интервал изменения	0,01-1,0	1,0-14,0
II (Север. поднятие)	М-II-4	Среднее значение	0,5	2,8
		Коэффициент вариации	0,796	0,611
		Интервал изменения	0,1-1,0	1,0-7,0
III (Центр. поднятие)	М-II-5	Среднее значение	0,1	2,5
		Коэффициент вариации	1,693	0,589
		Интервал изменения	0,05-0,3	1,0-8,0
	М-II-4	Среднее значение	0,3	2,5
		Коэффициент вариации	1,278	0,693
		Интервал изменения	0,02-0,8	1,0-8,0
IV (Юго-Зап. поднятие)	М-I	Среднее значение	0,2	6,6
		Коэффициент вариации	0,265	0,32
		Интервал изменения	0,1-0,3	3,0-10,0

Таблица 2.2.3 - Характеристика толщин залежей

Толщина	Наименование	Центральное поднятие					Северное поднятие			Юго-западно поднятие
		М-I	М-II-5	М-II-4а	М-II-4б	М-II-4в	М-I	М-II-4а	М-II-4б	М-I
Общая	Среднее значение, м	4,7	19,2	4,8	12,6	12,4	4,3	7,2	14,9	37,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,16	0,134	0,3	0,39	0,3	0,137	0,3	0,51	0,079
	Интервал изменения, м	3,5-6,7	14,0-26,5	3,0-10,6	4,3-35,0	6,6-20,0	3,4-5,8	3,5-11,8	4,5-34,4	34,1-43,7
Эффективная	Среднее значение, м	2,4	2,6	1,95	4,6	3,4	2,1	3,0	7,5	8,2
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,339	0,409	0,51	0,53	0,56	0,416	0,566	0,56	0,254
	Интервал изменения, м	1,0-5,3	1,0-5,1	0,4-4,7	0,9-10,7	0,9-6,5	1,1-4,1	0,6-5,6	3,6-16,9	4,8-11,8
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	2,6	2,1	2,2	3,9	3,9	1,5	3,0	5,0	8,2
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,337	0,605	0,45	0,50	0,53	0,241	0,512	0,23	0,254
	Интервал изменения, м	1,6-4,2	0,7-4,6	0,7-4,7	0,9-7,6	0,9-6,5	1,1-1,8	1,0-5,6	3,6-6,8	4,8-11,8
Газонасыщенная	Среднее значение, м	2,3	2,2	0,9	1,5	-	2,3	-	-	-
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,246	0,485	0,38	0,51 3	-	0,396	-	-	-
	Интервал изменения, м	1,0-3,4	1,0-5,1	0,4-1,5	0,4-2,2	-	1,1-4,1	-	-	-

При определении коллекторских свойств и параметров вариаций по результатам лабораторного исследования керна использовалась совокупность их значений, равных или превышающих принятые величины нижних пределов пористости по горизонтам.

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамическим исследованиям приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 - Сравнение характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость в газовой части, мкм ² *10 ⁻³	Проницаемость в нефтяной части, мкм ² *10 ⁻³	Пористость в газовой части, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
М-І (Юго-Западное поднятие)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-	-	1	-
	Количество определений	-	9	-	-	9	-
	Среднее значение	-	107,3	-	-	0,16	-
	Коэффициент вариации	-	1,49	-	-	0,15	-
	Интервал изменения	-	7,86-513,7	-	-	0,13-0,21	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	9	-	-	9	9
	Количество определений	-	56	-	-	56	52
	Среднее значение	-	189,36	-	-	0,16	0,60
	Коэффициент вариации	-	0,69	-	-	0,199	1,00
	Интервал изменения	-	1,95-153,99	-	-	0,12-0,26	0,45-0,71
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-І (Северное поднятие+І, ІІ блок)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-	-	2	-
	Количество определений	-	6	-	-	7	-
	Среднее значение	-	175,03	-	-	0,17	-
	Коэффициент вариации	-	0,837	-	-	0,289	-
	Интервал изменения	-	6,6-389	-	-	0,11-0,24	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	37	6	37	37	6	6
	Количество определений	48	11	48	48	11	7
	Среднее значение	31,2	21,9	0,16	0,61	0,16	0,63
	Коэффициент вариации	1,51	0,68	0,12	0,18	0,12	0,14
	Интервал изменения	3,95-306	3,8-41,9	0,13-0,22	0,35-0,82	0,11-0,18	0,45-0,73
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-І (Центральное поднятие, ІІІ блок)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-	-	3	-
	Количество определений	-	1	-	-	9	-
	Среднее значение	-	2,2	-	-	0,17	-
	Коэффициент вариации	-	0	-	-	0,227	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	0,11-0,22	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	3	2	2	3	3
	Количество определений	2	3	2	2	3	3
	Среднее значение	15,6	9,9	0,16	0,58	0,14	0,58
	Коэффициент вариации	0,45	0,47	0,06	0,06	0,05	0,12
	Интервал изменения	10,0-24,4	6,5-17,6	0,15-0,17	0,55-0,62	0,13-0,15	0,52-0,66
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-ІІ-4 (Северный свод)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	3	-	-	3	-
	Количество определений	-	9	-	-	20	-
	Среднее значение	-	22,3	-	-	0,14	-
	Коэффициент вариации	-	1,25	-	-	0,28	-
	Интервал изменения	-	2,22-93,3	-	-	0,10-0,28	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	12	-	-	12	12
	Количество определений	-	41	-	-	41	38
	Среднее значение	-	18,4	-	-	0,16	0,57
	Коэффициент вариации	-	0,81	-	-	0,18	0,16
	Интервал изменения	-	1,2-48,1	-	-	0,12-0,22	0,41-0,77
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-ІІ-4 (Центральный свод)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	7	-	-	9	-
	Количество определений	-	67	-	-	79	-
	Среднее значение	-	80,8	-	-	0,14	-
	Коэффициент вариации	-	2,93	-	-	0,294	-
	Интервал изменения	-	1,01-1582	-	-	0,09-0,32	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	5	25	5	5	25	25
	Количество определений	11	127	11	11	127	123
	Среднее значение	7,97	12,3	0,12	0,65	0,13	0,67
	Коэффициент вариации	0,62	0,74	0,15	0,12	0,15	0,12
	Интервал изменения	1,85-20,8	0,7-47,9	0,10-0,15	0,55-0,78	0,09-0,19	0,42-0,82
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-П-5 (Центральный свод)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	2	-	-	3	-
	Количество определений	-	30	-	-	33	-
	Среднее значение	-	112,7	-	-	0,17	-
	Коэффициент вариации	-	2,47	-	-	0,216	-
	Интервал изменения	-	2,7-1493,6	-	-	0,12-0,25	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	18	12	18	15	12	10
	Количество определений	42	19	42	33	19	16
	Среднее значение	24,03	16,0	0,16	0,51	0,16	0,53
	Коэффициент вариации	1,0	0,76	0,18	0,13	0,14	0,09
	Интервал изменения	1,81-282,49	1,4-44,1	0,13-0,25	0,41-0,74	0,11-0,21	0,40-0,61
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Юго-Западное поднятие

Нефтенасыщенные коллекторы **горизонта М-I** по 56 определениям геофизических исследований скважин характеризуются средней пористостью 0,16 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0,45 до 0,71 доли ед., в среднем составляя 0,60 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна по данным 9 образцов среднее значение коэффициента пористости составляет 0,16 доли ед., с интервалом изменения 0,13-0,21 доли ед. Проницаемость варьирует от 7,86 до 513,7 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 107,3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Северное поднятие

Нефтенасыщенные коллекторы **горизонта М-I (I, II блок)** по 11 определениям ГИС скважин характеризуются средней пористостью 0,16 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0,45 до 0,73 доли ед., в среднем составляя 0,63 доли ед. В газонасыщенной части коллектора пористость составляет в среднем 0,16 доли ед., среднее значение газонасыщенности равно 0,61 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна по данным 7 образцов среднее значение коэффициента пористости составляет 0,17 доли ед., с интервалом изменения 0,11-0,24 доли ед. Проницаемость варьирует от 6,6 до 389 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 175,03 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Горизонт М-II-4 представлен нефтяными коллекторами по данным ГИС с пористостью, изменяющейся в диапазоне 0,12÷0,22 доли ед., составляя в среднем 0,16 доли ед., среднее значение нефтенасыщенности – 0,57 доли ед., изменяется в пределах 0,41-0,77 доли ед.

По лабораторным исследованиям коэффициент пористости по 20 кондиционным образцам изменяется в пределах в 0,10-0,28 доли ед., в среднем составляя 0,14 доли ед., проницаемость – от 2,22 до 93,3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем – 22,3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Центральное поднятие

Нефтенасыщенные коллекторы **горизонта М-I (III блок)** по 3 определениям геофизических исследований скважин характеризуются средней пористостью 0,14 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0,52 до 0,66 доли ед., в среднем составляя

0,58 доли ед. В газонасыщенной части коллектора пористость составляет в среднем 0,16 доли ед., среднее значение газонасыщенности равно 0,58 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0,11 до 0,22 доли ед. и в среднем равна 0,17 доли ед. Проницаемость по одному образцу равна $2,2 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$.

По геофизическим исследованиям скважин пористость в нефтенасыщенных коллекторах **горизонта М-II-4** меняется от 0,09 до 0,19 доли ед., в среднем составляя 0,13 доли ед., в газонасыщенных коллекторах от 0,10 до 0,15 доли ед., в среднем 0,12 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется в интервале 0,42-0,82 доли ед., газонасыщенность – 0,55-0,78 доли ед.

По 79 кондиционным образцам керна пористость варьирует от 0,09 до 0,32 доли ед., проницаемость – $1,01-1582 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, в среднем составляя 0,14 доли ед. и $80,8 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$ соответственно.

Горизонт М-II-5 по данным промыслово-геофизических исследований представлен коллекторами с пористостью в нефтяной части в среднем 0,16 доли ед., варьирующей в пределах 0,11-0,21 доли ед., в газовой части – со средним значением 0,16 доли ед. Интервал изменения нефтенасыщенности – 0,40-0,61 доли ед., среднее значение составляет 0,53 доли ед. Газонасыщенность в среднем равна 0,51 доли ед.

Коллекторы освещены 33 кондиционными образцами из трёх скважин. Диапазон изменения пористости составляет 0,12-0,25 доли ед., в среднем 0,17 доли ед. Проницаемость имеет интервал $2,7-1493,6 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$ и среднее значение $112,7 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$.

Таким образом, пористость, определенная по керну и по данным ГИС, имеет близкие значения. Для расчётов рекомендуется взять значения K_p по геофизическим данным, так как они позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов: количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну.

Статистические ряды распределения проницаемости по керну пород-коллекторов продуктивных горизонтов представлены ниже в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 - Статистические ряды распределения проницаемости горизонта по керну

Интервал изменения, мкм ² * 10 ⁻³		По данным ГИС						По лабораторным данным					
		Число случаев						Число случаев					
		М-I (Юго-Запад)	М-I (Север, I, II блок)	М-II-4 (Север)	М-I (Центр, III блок)	М-II-4 (Центр)	М-II-5 (Центр)	М-I (Юго-Запад)	М-I (Север, I, II блок)	М-II-4 (Север)	М-I (Центр, III блок)	М-II-4 (Центр)	М-II-5 (Центр)
0	10	21	25	22	2	69	35	1	1	6	1	28	8
10	20	15	17	8	2	49	14	-	1	-	-	7	7
20	30	5	6	5	1	14	2	3	-	1	-	2	4
30	40	2	7	3	-	4	1	-	-	-	-	5	1
40	50	5	3	3	-	2	1	1	-	1	-	1	2
50	60	3	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2
60	70	1	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
70	80	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
90	100	1	-	-	-	-	1	1	1	1	-	-	1
100	200	2	-	-	-	-	2	1	-	-	-	5	2
200	300	-	-	-	-	-	2	-	1	-	-	-	-
300	400	-	1	-	-	-	-	-	2	-	-	2	2
400	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
500	600	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
1000	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1

2.3. Состав и свойства нефти, газа, конденсата и подземных вод

В целом ранее изученные глубинные пробы были отобраны из пробоотборников марки ВПП-300. Для рекомбинации проб были использованы контейнеры LUTERT и 20-литровые баллоны. Исследования отобранных проб были проведены в лабораториях ОМП ЮКНРЭ, ТОО Мунайгазгеолсервис», компания «ПЕНКОР», ТОО «CNEC» и ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз».

Состав и свойства нефти в пластовых и поверхностных условиях, а также компонентного состава газа по результатам отобранных проб представлены в табличных приложениях в таблицах П. 2.3.1-2.3.3.

2.3.1. Состав и свойства пластовой нефти

Северное поднятие

По имеющийся анализ, свойства пластовой нефти **горизонта М-I** исследованы по 4 глубинным и 2 рекомбинированным пробам. Из них 5 проб отобраны из одной скважины №10, 1 проба из скважины №47. Пластовая нефть горизонта является нефтегазоконденсатной, соответственно в пластовых условиях находится в «насыщенном» состоянии. По результатам сопоставления и анализа параметров 1 глубинная и 1

рекомбинированная пробы были отбракованы. По остальным принятым пробам давления насыщения пластовой нефти горизонта в среднем принимается на уровне 13,6 МПа. Газосодержание по стандартной сепарации составляет 170,2 м³/т (или 140,6 м³/м³). Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти равняются 0,51 мПа*с и 0,682 г/см³ соответственно. Объемный коэффициент равен 1,457.

Свойства пластовой нефти **горизонта М-II-4** исследованы на основе 4 проб из скважин №14 и №42. По результатам стандартной сепарации газосодержание пластовой нефти в среднем равняется 149,7 м³/т (или 123,0 м³/м³). Давление насыщения составляет 11,7 МПа. Плотность пластовой нефти и динамическая вязкость равняются 0,703 г/см³ и 0,70 мПа*с соответственно. Объемный коэффициент составляет 1,327.

Центральное поднятие

Свойства пластовой нефти **горизонта М-I** на дату составления проекта исследованы по 1 пробе из скважины №7Д, на основе которой принимаются параметры пластовой нефти. В частности, давление насыщения равняется 8,28 МПа, при газосодержании по стандартной сепарации 139,8 м³/т (или 115,1 м³/м³). Объемный коэффициент – 1,357. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти составляют 0,96 мПа*с и 0,719 г/см³.

Пластовая нефть **горизонта М-II-4** исследованы по 6 глубинным и 2 рекомбинированным пробам. По принятым параметрам после отбраковки «некорректных» значений, газосодержание пластовой нефти в среднем составляет 165,9 м³/т (или 135,3 м³/м³) при давлении насыщения 12,0 МПа. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти равняются 0,9 мПа*с и 0,696 г/см³. Объемный коэффициент равен 1,384.

Юго-западное поднятие

Свойства пластовой нефти изучена по 1 пробе в скважине Аксайский-1 из интервалов 1569-1573, 1577-1579, 1581-1582,5, 1587-1592 м. В процессе исследования пластовой пробы нефти определены основные ее параметры: давление насыщения, плотность, газосодержание, физико- химические свойства и др.

Продуктивный горизонт М-I. Плотность нефти в пластовых условиях 0,780 г/см³, объемный коэффициент (расчетный) 1,122 д.ед. Величина газосодержания 28,9 м³/т (или 24,5 м³/м³), температура пластового резервуара 82⁰С. Динамическая вязкость пластовой нефти не определена, плотность пластовой нефти составила 0,780 г/см³. Пластовое давление 10,8 МПа, давление насыщения 7,16 МПа.

Таблица 2.3.1 - Состав и свойства пластовой нефти

Участок	Северное поднятие									
Горизонт	Горизонт М-I					Горизонт М-II-4				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.
	скважин	проб				скважин	проб			
Температура исследования °С	1	4	70,0	77,0	74,0	2	4	70,4	77,9	72,6
Давление исследования МПа	1	4	14,2	15,8	15,2	2	4	13,9	16,1	15,3
Давление насыщения газом МПа	1	4	10,2	15,3	13,6	2	4	10,3	13,2	11,7
Газосодержание м³/т	1	4	135,4	199,0	170,2	2	4	122,7	180,0	149,7
Объемный коэффициент. д.ед.	1	4	1,336	1,535	1,457	2	4	1,290	1,422	1,327
Плотность г/см³	1	4	0,666	0,713	0,682	2	4	0,697	0,715	0,703
Вязкость мПа*с	1	4	0,4	0,6	0,5	2	3	0,6	0,8	0,7

Продолжение таблицы 2.3.1

Участок	Центральное поднятие									
Горизонт	Горизонт М-I					Горизонт М-II-4				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.
	скважин	проб				скважин	проб			
Температура исследования °С	1	1	-	-	72,7	5	6	66,0	73,0	71,2
Давление исследования МПа	1	1	-	-	15,0	5	6	14,2	15,6	15,1
Давление насыщения газом МПа	1	1	-	-	8,3	5	6	10,6	13,8	12,0
Газосодержание м³/т	1	1	-	-	139,8	5	6	139,0	192,4	165,9
Объемный коэффициент. д.ед.	1	1	-	-	1,357	5	6	1,260	1,460	1,384
Плотность г/см³	1	1	-	-	0,719	5	6	0,663	0,720	0,696
Вязкость мПа*с	1	1	-	-	1,0	5	6	0,5	2,3	0,9

Продолжение таблицы 2.3.1

Участок	Юго-Западное поднятие				
Горизонт	Горизонт М-I				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.
	скважин	проб			
Температура исследования °С	1	1	-	-	82,0
Давление исследования МПа	1	1	-	-	10,8
Давление насыщения газом МПа	1	1	-	-	7,2
Газосодержание м³/т	1	1	-	-	28,9
Объемный коэффициент. д.ед.	1	1	-	-	1,122
Плотность г/см³	1	1	-	-	0,780
Вязкость мПа*с	1	1	-	-	-

2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 32 пробам. В целом из всех отобранных проб 11 ед. отобраны из горизонтов Северного поднятия (горизонт М-I – 6 проб, горизонт М-II-4 – 5 проб), 20 проб – из горизонтов Центрального поднятия (горизонт М-I – 2 пробы, горизонт М-II-4 – 18 проб), 1 проба – из горизонтов (горизонт М-I) Юго-западного поднятия.

По результатам исследования свойства нефти в поверхностных условиях по горизонтам схожи и является особо легкой, высокопарафинистой, малосернистой, малосмолистой.

Значения классификационных параметров принимаются в следующем порядке:

Класс нефти. Диапазон изменения содержания серы в целом по горизонтам М-I и М-II-4 колеблется в пределах 0,1-0,2 масс%. Среднее значения по горизонтам равняется:

- для Северного поднятия: по горизонт М-I – 0,1 масс%, по горизонту М-II-4 – 0,2 масс%;
- для Центрального поднятия: по горизонту М-I – 0,2 масс%, по горизонту М-II-4 – 0,2 масс%;
- для Юго-западного поднятия: по горизонту М-I – 0,4 масс%.

Нефть по поднятиям классифицируется как малосернистая, и относится к *первому классу*.

Тип нефти. Плотность нефти в поверхностных условиях по представительным пробам изменяется в пределах 0,802-0,840 г/см³. Среднее значения по горизонтам равняются:

- по Северному поднятию: горизонт М-I – 0,824 г/см³, горизонт М-II-4 – 0,820 г/см³;
- по Центральному поднятия: горизонт М-I – 0,831 г/см³, горизонт М-II-4 – 0,823 г/см³;
- по Юго-Западному поднятию: горизонт М-I – 0,849 г/см³.

Нефть относится к *типу «0»* и классифицируется как особо легкая.

Группа нефти определялась на основании трех параметров – содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По имеющимся анализам, нефть охватывает группы 1 и 2.

Содержание парафина в среднем по горизонтам равняется:

- по Северному поднятию: горизонт М-I – 10,6 масс%, горизонт М-II-4 – 12,6 масс%;

- по Центральному поднятию: горизонт М-I – 11,5 масс%, горизонт М-II-4 – 14,9 масс%;
- по Юго-Западному поднятию: горизонт М-I – 18,5 масс%.

Нефть относится к категории высокопарафинистой.

Диапазоны изменения и средние значения параметров поверхностной нефти представлены ниже в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти по горизонтам

Участок			Северное поднятие									
Горизонт			Горизонт М-I				Горизонт М-II-4					
№/№			Кол-во		Диапазон изменения	Средние значения	Кол-во		Диапазон изменения	Средние значения		
			скважин	проб			скважин	проб				
Плотность нефти, г/см³			1	5	0,819	0,826	0,824	1	4	0,814	0,827	0,820
Кинематическая вязкость мм²/с при 20°C			1	4	6,9	18,9	10,9	1	4	3,6	14,3	7,9
Содержание. %		Смолы	1	4	4,7	9,6	7,8	1	4	3,9	11,9	7,7
		Асфальтенов	1	3	0,2	0,3	0,2	1	4	0,04	1,2	0,4
		Серы	1	4	0,1	0,1	0,1	1	4	0,2	0,2	0,2
		Парафинов	1	4	4,0	16,5	10,6	1	4	11,3	15,5	12,6
Температура застывания, °C			1	2	12,0	20,0	16,0	1	4	7,0	20,0	14,0
Фракционный состав, %		НК	1	4	45,0	50,0	48,8	1	4	44,0	51,0	47,0
		до 200 °C	1	4	20,0	31,0	26,3	1	4	23,0	37,0	29,3
		до 250 °C	1	4	30,0	45,0	37,5	1	4	26,0	36,0	31,5
		до 300 °C	1	4	38,0	55,0	47,3	1	4	36,0	42,0	38,8

Продолжение таблицы 2.3.2

Участок			Центральное поднятие									
Горизонт			Горизонт М-I				Горизонт М-II-4					
№/№			Кол-во		Диапазон изменения		Средние значения	Кол-во		Диапазон изменения		Средние значения
			скважин	проб				скважин	проб			
Плотность нефти, г/см³			2	2	0,830	0,832	0,831	5	12	0,802	0,840	0,823
Кинематическая вязкость мм²/с при 20°C			2	2	9,9	21,0	15,4	5	11	3,8	25,4	12,9
Содержание, %		Смолы	2	2	6,8	10,8	8,8	5	13	3,1	17,0	7,9
		Асфальтенов	1	1	-	-	0,9	5	11	0,1	1,8	0,9
		Серы	2	2	0,1	0,2	0,2	5	11	0,1	0,4	0,2
		Парафинов	2	2	7,3	15,8	11,5	5	13	4,0	23,7	14,9
Температура застывания, °C			2	2	14,0	18,0	16,0	5	11	10,0	22,0	16,5
Фракционный состав, %		НК	2	2	49,0	65,0	57,0	5	13	42,0	69,0	51,8
		до 200 °C	2	2	27,0	37,0	32,0	5	13	18,0	41,0	30,1
		до 250 °C	2	2	36,0	45,0	40,5	5	13	31,0	49,0	40,7
		до 300 °C	2	2	47,0	50,0	48,5	5	13	39,0	55,0	49,6

Продолжение таблицы 2.3.2

Участок		Юго-Западное поднятие					
Горизонт		Горизонт М-I					
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		Средние значения	
		скважин	проб				
Плотность нефти, г/см³		1	1	-	-	0,849	
Кинематическая вязкость	мм²/с при 20°С	1	1	-	-	12,6	
Содержание, %	Смолы	1	1	-	-	11,7	
	Асфальтенов	1	1	-	-	3,4	
	Серы	1	1	-	-	0,4	
	Парафинов	1	1	-	-	18,5	
Температура застывания, °С		1	1	-	-	-	
Фракционный состав, %	НК	1	1	-	-	60,0	
	до 200 °С	1	1	-	-	26,0	
	до 250 °С	1	1	-	-	-	
	до 300 °С	1	1	-	-	22,0	

2.3.3. Компонентный состав и свойства газа, стабильного конденсата

Состав и свойства растворенного газа

Состав и свойства растворенного газа исследованы на основе 29 проб. В целом из всех проб 10 ед. отобраны по скважинам Северного поднятия (горизонт М-I – 6 проб, горизонт М-II-4 – 4 пробы), 18 проб из скважин Центрального поднятия (горизонт М-I – 5 проб, горизонт М-II-5 – 2 пробы, горизонт М-II-4 – 11 проб), 1 проба из скважин Юго-Западного поднятия (горизонт М-I).

По результатам определения компонентного состава, растворенный газ по обоим поднятиям схожи в пределах горизонтов М-I и М-II-4 и классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотный. Содержание метана изменяется в пределах 6,0-98,2 моль%. Концентрация этана и пропана колеблется в пределах 0,4-25,7 моль% и 0,9-25,2 моль соответственно. Неуглеводородные компоненты растворенного газа представлены углекислым газом (0,02-0,35 моль%) и азотом (0,04-4,8 моль%). Сероводород, определенный в некоторых старых пробах, не были замерены в новых пробах. Плотность газа изменяется в пределах 0,832-1,196. Диапазоны изменения и средние значения компонентов газа приведены в таблице 2.3.3.

Состав и свойства пластового газа и стабильного конденсата

С целью определения компонентного состава свободного газа Северного и Центрального поднятий на месторождении было отобрано всего 23 пробы по горизонту М-I, горизонты М-II-4 и М-II-5 пробами не охвачены.

Горизонт М-I. Углеводородный состав газа достаточно однородный в пределах всего горизонта. Основным компонентом свободного газа является метан: его содержание в среднем составляет по Северному поднятию – 84,23 % моль, по Центральному поднятию – 80,72 % моль, содержание этана в среднем составляет по Северному поднятию – 8,01 % моль., по Центральному поднятию – 9,18 % моль. Содержание сероводорода по ранее проведенным исследованиям не учитываются, т.к. по последним исследованиям наличие сероводорода в пробах газа составляет меньше 10 ppm (0,001 моль). Серосодержащие соединения определялись на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.1» согласно СТ РК 1320-2009 «Газ природный. Определение содержания соединений серы с использованием газовой хроматографии» [3].

При анализе попутного газа на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.1» с использованием детектора ПФД (пламенно-фотоионизационный датчик) с более чувствительным и низким порогом обнаружения серосодержащих соединений, было

обнаружено низкое содержание сероводорода, который не был обнаружен при определении компонентного состава очищенного природного газа с использованием датчика ДТП (порог чувствительности до 0,001). Содержание этил- и метил меркаптанов не обнаружено.

По скважинам №№8, 14 (горизонт М-I) были проведены промысловые газоконденсатные исследования и отобраны пробы сырого конденсата и сепарированного газа для лабораторных исследований. Лабораторные исследования выполнены ОМП ИГИРНИГМ г. Ташкент и ОМП ЮКНРП п. Тогуз.

Диапазоны изменения и средние значения компонентов в составе пластового газа по горизонтам приведены в таблице 2.3.4.

В таблице 2.3.5 приведено потенциальное содержание конденсата в пластовом и сухом газах горизонта М-I (Центрального и Северного поднятия), полученные по результатам газоконденсатных исследований.

Результаты исследований и зависимости дифференциальной конденсации пластового газа горизонта М-I, полученные по скважинам №№8 и 14, представлены на рисунках 2.3.1, 2.3.2 и в таблице 2.3.6

Таблица 2.3.3 - Компонентный состав и свойства растворенного газа

Участок	Северное поднятие									
Горизонт	Горизонт М-I					Горизонт М-II-4				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.
	скважин	проб				скважин	проб			
Углекислый газ	2	3	0,03	0,07	0,05	2	2	0,07	0,25	0,16
Азот	2	3	1,19	2,00	1,62	2	2	1,62	1,78	1,7
Метан	2	3	57,4	65,2	61,5	2	2	56,93	66,44	61,68
Этан	2	3	9,98	15,69	12,99	2	2	11,29	15,45	13,37
Пропан	2	3	7,84	12,54	10,69	2	2	9,17	11,88	10,53
Изобутаны	2	3	5,23	5,75	5,57	2	2	4,75	4,92	4,83
Норм бутаны	2	3	2,02	2,37	2,16	2	2	1,93	3,94	2,94
C5+высшие	2	3	3,42	5,5	4,2	2	2	2,93	4,74	3,83
Отн. плотность газа по воздуху	2	3	0,942	0,993	0,963	2	2	0,907	0,995	0,951

Продолжение таблицы 2.3.3

Участок	Центральное поднятие									
Горизонт	Горизонт М-I					Горизонт М-II-4				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.
	скважин	проб				скважин	проб			
Углекислый газ	1	4	0,00	0,06	0,01	4	8	0,05	0,22	0,15
Азот	1	4	0,05	0,55	0,17	4	8	0,3	2,22	1,38
Метан	1	4	79,41	80,78	80,4	4	8	55,28	69,59	63,65
Этан	1	4	10,66	10,98	10,81	4	8	11,35	16,62	14,06
Пропан	1	4	5,59	5,83	5,66	4	8	8,22	14,08	10,39
Изобутаны	1	4	0,58	0,72	0,63	4	8	2,55	5,85	3,85
Норм.бутаны	1	4	1,15	1,54	1,27	4	8	1,29	2,37	1,67
C5+высшие	1	4	0,47	0,90	0,6	4	7	2,37	4,92	3
Отн. плотность газа по воздуху	1	4	0,700	0,720	0,710	4	7	0,838	0,935	0,886

Продолжение таблицы 2.3.3

Участок	Юго-Западное поднятие				
Горизонт	Горизонт М-I				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		ср. знач.
	скважин	проб			
Углекислый газ	1	1	-	-	0,33
Азот	1	1	-	-	2,36
Метан	1	1	-	-	6,02
Этан	1	1	-	-	3,83
Пропан	1	1	-	-	19,38
Изобутаны	1	1	-	-	8,93
Норм.бутаны	1	1	-	-	19,38
C5+высшие	1	1	-	-	0,6
Отн. плотность газа по воздуху	1	1	-	-	-

Таблица 2.3.4 - Состав и свойства свободного газа

Наименование	Северное поднятие					Центральное поднятие				
	Горизонт М-I					Горизонт М-I				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях									
	выделившийся газ					выделившийся газ				
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение		
									скважин	проб
Сероводород	1	1			0,0	6	13	0,0	1,0	0,3
Углекислый газ	2	6	0,0	0,1	0,0	6	13	0,0	1,3	0,3
Азот+редкие	2	6	0,0	3,4	0,3	6	13	0,0	3,0	0,5
в т.ч. гелий										
метан	2	6	69,0	92,8	84,2	6	13	77,7	92,0	83,0
этан	2	6	0,8	18,6	8,3	6	13	5,5	11,0	9,2
пропан	2	6	3,0	8,9	4,7	6	13	0,8	6,2	4,1
изобутан	2	6	0,2	1,1	0,7	6	13	0,1	3,1	0,9
н. бутан	2	6	0,3	1,8	1,0	6	13	0,3	6,8	1,1
и.Пентан	2	6	0,0	0,3	0,1	6	13	0,0	0,4	0,2
н.Пентан+	2	6	0,0	0,4	0,2	6	13	0,0	0,4	0,2
Плотность газа. кг/м³	2	6	0,764	0,949	0,817	6	13	0,700	0,960	0,860

Таблица 2.3.5 - Потенциальное содержание конденсата в газах

Наименование	Скв. № 8, инт. 1549-1543 м, (Горизонт М-I)	Скв. № 14, инт.1588-1595 м, (горизонт М-I)
	Центральное поднятие месторождения Аксай	Северное поднятие месторождения Аксай
Потенциальное содержание конденсата на 1 м ³ пластового газа, г/м ³	105	115
Потенциальное содержание конденсата на 1 м ³ сухого газа, г/м ³	108	118

Таблица 2.3.6 - Результаты дифференциальной конденсации пластовой смеси. Горизонт М-I

Давление, МПа		Количество конденсата выпавшего в пласте, г/м ³		Количество конденсата в добываемом газе, г/м ³		Среднее количество конденсата, г/м ³		Количество конденсата извлекаемого из газа, г/м ³		Коэффициент извлечения, %	
скв.8	скв.14	скв.8	скв.14	скв.8	скв.14	скв.8	скв.14	скв.8	скв.14	скв.8	скв.14
15,1	16	0	0	105	115						
13,6	14,2	1,8	0,6	102,8	114,1	104	114,55	10,4	11,45	9,9	9,96
12,1	12,6	4,1	2,9	100,7	112	101,8	113,05	20,6	22,76	19,6	19,8
10,6	11	6	5,5	97,6	107,9	99,2	109,95	30,5	33,75	29	29,3
9,1	9,4	7,8	8,1	96,5	104,3	97	106,1	40,2	44,36	38,3	38,6
7,5	7,8	9,3	10	93,3	100,9	94,9	102,6	49,7	54,62	47,3	47,5
6	6,2	10,5	11,7	89,2	96,9	91,3	98,9	58,8	64,51	56	56,1
4,5	4,6	11,4	12,9	86,8	93,6	88	95,25	67,6	74,04	64,4	64,4
3	3	11,6	12,6	85,6	94,7	83,3	94,2	76,3	83,46	72	72,6
1,5	1,4	11,1	12	89,2	98,8	87,5	96,75	85	98,13	81	81
0,1	0,1	10,4	11	103,2	118,6	96,2	108,7	94,6	104	90,1	90,4

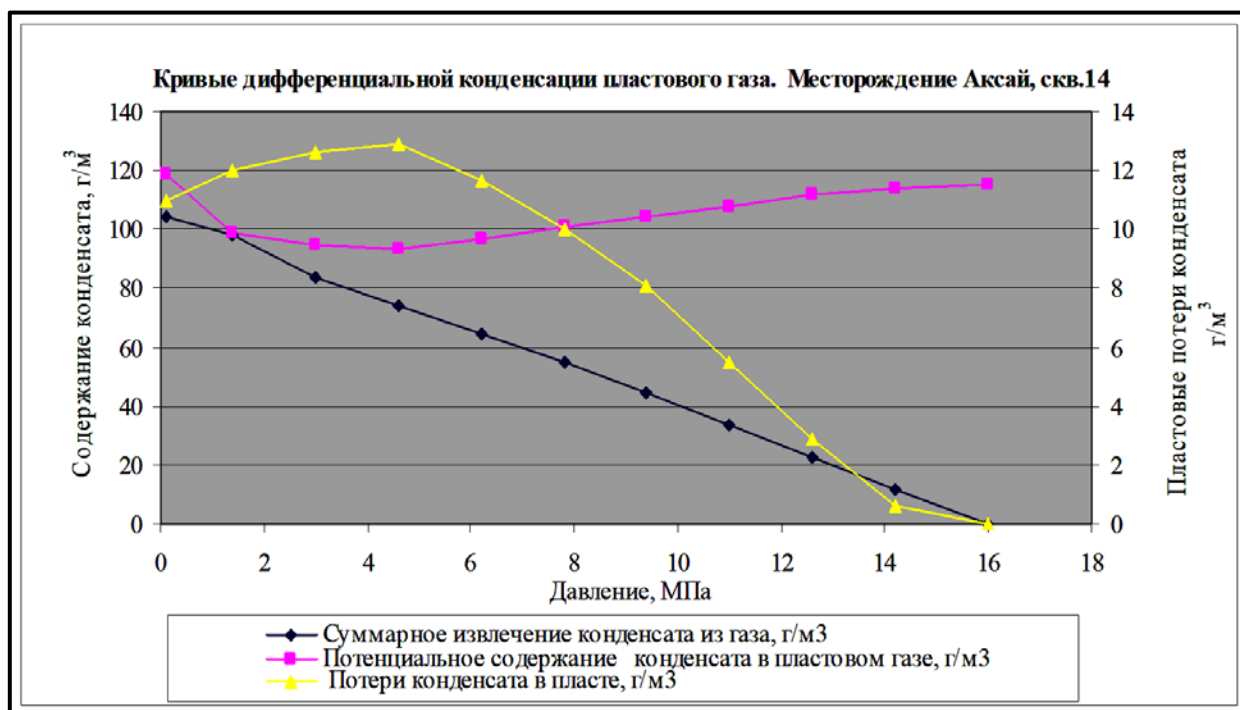


Рисунок 2.3.1 - Графики дифференциальной конденсации пластового газа горизонта М-I. Скважина №14

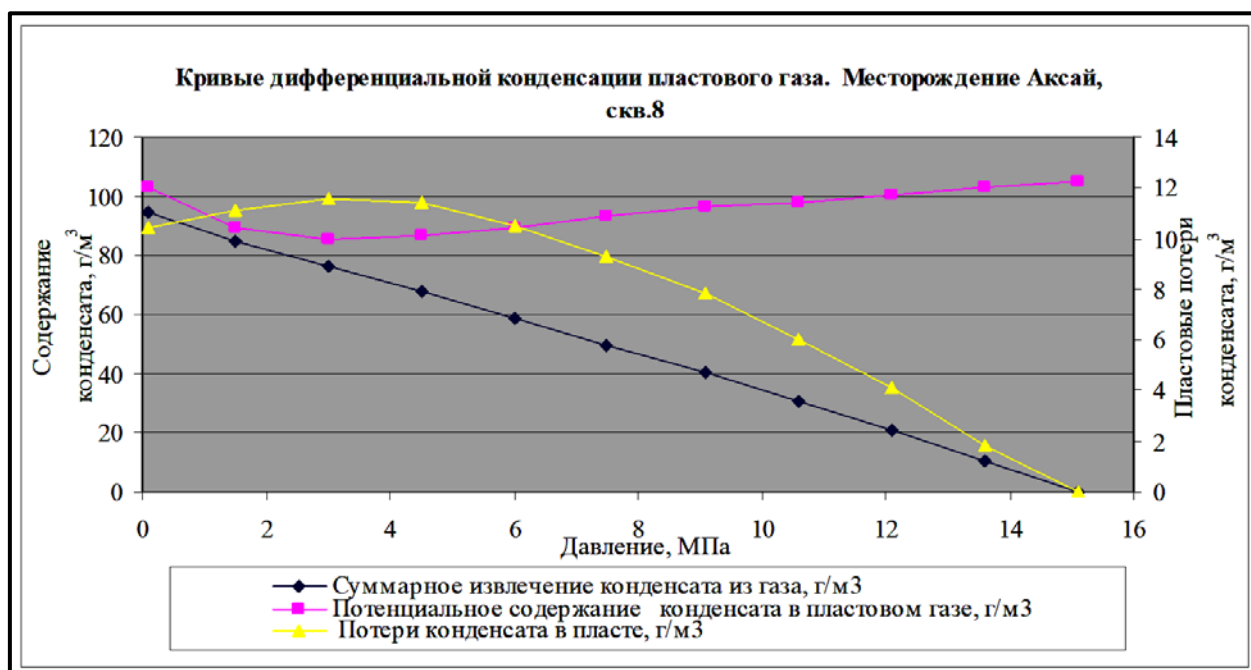


Рисунок 2.3.2 - Графики дифференциальной конденсации пластового газа горизонта М-I. Скважина 8

2.3.4. Состав и свойства подземных вод

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Аксай новых исследований пластовой воды не проводилось. В целом по месторождению с начала его разработки отобрано и проанализировано 38 проб из 11 скважин месторождения. Из них 3 пробы из 3 скважин отобраны совместно из двух горизонтов неокома K_{1nc2} (горизонты М-I+М-II) и 35 проб из 10 скважин из горизонта K_{1nc1} (горизонт М-II).

Для оценки характеристики вод был проанализирован ионно-солевой и микрокомпонентный состав, коэффициент метаморфизации по горизонтам. Данные химического состава и физических свойств воды представлены в таблице 2.3.7.

Воды K_{1nc2} (горизонты М-I+М-II) по степени минерализации относятся к слабым рассолам хлоркальциевого типа по В. Сулину со средним солесодержанием 71,4-91,6 г/л. Воды жесткие, рН среды от слабокислых до слабощелочных (рН – 6,5-7,6). Плотность вод составляет 1052-1058 кг/м³.

Анионно-катионный состав вод горизонта K_{1nc2} (горизонты М-I+М-II) в среднем представлен следующим содержанием: хлориды – 41890-54173 мг/л, гидрокарбонаты – 61-274,5 мг/л, сульфаты – 270-532 мг/л, кальций – 4409-7307,1 мг/л, магний – 365-730 мг/л, натрий рассчитанные в сумме с калием – 23778-29112 мг/л.

Микрокомпоненты определены только в водах *Центрального поднятия* и в среднем составляют: йод – 1,2 мг/л, бром – 175 мг/л, бор – 3,5 мг/л. Данные по литию 2,8 мг/л, рубидию 0,19 мг/л, цезию 0,05 мг/л и стронцию 50,5 мг/л имеют единичные значения.

Воды K_{1nc1} (горизонт М-II) по степени минерализации относятся к слабым рассолам хлоркальциевого типа по В. Сулину с солесодержанием 52,4-111,3 г/л. Воды жесткие, pH среды от слабокислых до слабощелочных (pH -5,5-8,3). Плотность вод варьирует от 1036 до 1066 кг/м³.

Анионно-катионный состав вод горизонта K_{1nc1} (горизонт М-II) в среднем представлен следующим содержанием: хлориды – 31039,3-64685,5 мг/л, гидрокарбонаты – 37-598,4 мг/л, сульфаты – 3-1439,2 мг/л, кальций – 2589,7-12467,5 мг/л, магний – 122-782,2 мг/л, натрий рассчитанные в сумме с калием – 16270-36159,2 мг/л.

Таблица 2.3.7 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

Характеристика		ДПР-2026				ДПР-2026			
		Кол-во исследованн ых		Диапазо н изменен ия	Сред- нее значе- ние	Кол-во исследованн ых		Диапазон изменения	Сред- нее значе- ние
		скв	проб			скв	проб		
Объект/горизонт		K1nc2 (M-I+M-II)				K1nc1 (M-II)			
Газосодержание, м³/м³			-	-	-	-	-	-	-
Плотность, кг/м³		3	3	1052-1058	1055	10	35	1036-1066	1051
Вязкость, мПа*с		-	-	-	-	-	-	-	-
Общая минерализация, г/дм³		3	3	71,4-91,6	80	10	35	52,4-111,3	72,2
Водородный показатель (pH)		3	3	6,5-7,6	6,9	10	35	5,5-8,3	6,7
Общее содержание железа, мг/дм³		1	1	5,6	5,6	2	2	0-2,24	1,1
Общая жесткость, мг-экв/дм³		3	3	280-399,5	319,8	10	35	140,1-658	292,6
Тип воды по Сулину				Хлоркальциевый				Хлоркальциевый	
Примеси, мг/дм³		1	1	20	20	-	-	-	-
Содержание металлов, мг/дм³	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-
	Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-
	Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-
	Литий	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание микроэлементов, мг/кг	Бора	-	-	-	-	-	-	-	-
	Йода	-	-	-	-	-	-	-	-
	Брома	-	-	-	-	-	-	-	-
	Сероводорода	-	-	-	-	2	2	2,84-5,52	4,2
	Оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание ионов, мг/дм³	Cl-	3	3	41890-54173	47700,3	10	35	31039,3-64685,5	43565,2
	SO4 ²⁻	3	3	270-532	363,9	10	35	3-1439,2	424,6
	HCO3 ⁻	3	3	61-274,5	132,2	10	35	37-598,4	185,5
	Ca ²⁺	3	3	4409-7307,1	5575,4	10	35	2589,7-12467,5	5165
	Mg ²⁺	3	3	365-730	506,5	10	35	122-782,2	424,8
	Na ⁺ +K ⁺	3	3	23778-29112	25704	10	35	16270-36159,2	22458,6

2.4. Физико-гидродинамические характеристики

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

Виды и объем специальных исследований приведены в таблице 2.4.1.

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

Виды исследований (количество)	AP-2025г./ДПР-2026г.			По м/р
	Север. поднятие	Центр. поднятие	Юго-Запад. поднятие	
Капиллярметрия и УЭС (АУ), АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», образец	15 обр. (скв. 42, 23)	65 обр. (скв. 26, 57, 69Н, 71)	10 (скв. №72)	90
УЭС при 100% водонасыщенности и при водонасыщенности, достигнутой центрифугированием (АУ), ТОО «Мунайгазгеолсервис», образец	12 обр. (скв. 2, 14)	-	-	12
Капиллярное давление методом скоростной центрифуги, ТОО «Кор Лабораториз», образец	2 обр. (скв. 23)	-	-	2
Исследования методом нагнетания ртути, ТОО «Везерфорд-КЭР», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», образец	18 обр. (скв. 42, 23)	19 обр. (скв. 26, 69)	-	37
Исследования методом жидкостной экструзии, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», образец	4 обр. (скв. 42)	29 обр. (скв. 57, 69)	-	33
Коэффициент вытеснения нефти водой, ТОО «Мунайгазгеолсервис», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», образец	2/6 (скв. 23)	-	5/5 (скв. №72)	7/11
Смачиваемость, ТОО «Кор Лабораториз», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», образец	6 обр. (скв. 23)	13 обр. (скв. 26, 57, 69)	-	19
Определение ОФП для нефти и воды, ТОО «Кор Лабораториз», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», образец	8 обр. (скв. 23, 42)	30 обр. (скв. 26, 57, 69Н, 71)	5 (скв. №72)	43
Определение ОФП для нефти и газа, ТОО «Кор Лабораториз», образец	1 обр. (скв. 23)	-	-	1
Чувствительность к кислоте, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», образец	4 обр. (скв. 23)	8 обр. (скв. 26, 69)	-	12

Кривые капиллярного давления определены методом полупроницаемой мембраны системы PLS-200 с 4 гидростатическими кернодержателями для образцов диаметром 37-38 мм (1,5 дюйма). Для анализа были отобраны 90 образцов керна скважин №№23, 26, 42, 57, 69Н, 71, 72, из них 9 образцов по горизонту М-I, 9 образцов по горизонту М-II-5 и 60 образцов по горизонту М-II-4. Остальные 12 образцов находятся вне продуктивного горизонта. При исследованиях один образец с пористостью 10,3% и проницаемостью 6,95 мД показали аномальные значения водонасыщенности ($K_{ов}=0,757$ доли ед.) и 3 образца сломались в ходе исследования. Эти данные не были включены при расчетах

гидродинамических параметров горизонтов. Результаты исследования капиллярного давления приведены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Результаты по капиллярному давлению методом полупроницаемой мембраны

Горизонт	№ скв.	Количество образца	Литоология	Пористость, %	Проницаемость, мД	Остаточная водонасыщенность, доли ед.
М-I	42, 72	9	песчаники	6,7-20,4	7,24-224	0,38-0,54
М-II-5	26, 69Н	9	песчаники	8,2-16,6	2,89-40,7	0,308-0,631
М-II-4	23, 26, 57, 69Н, 71	24	песчаники, алевролиты	7,7-17	0,179-907	0,244-0,65
	23, 26, 69Н, 71	31	гравелит/конгломерат	2,5-25	0,24-88,6	0,293-0,593
	23	1	Аргиллит	9,2	0,317	0,566

Согласно таблице 2.4.2, отобранные в горизонте М-I образцы характеризуются пористостью в диапазоне от 6,7 до 20,4%, проницаемостью от 7,24 до 224 мД, при этом имеет остаточную водонасыщенность от 0,38 до 0,54 доли ед. Образцы представлены песчаниками с гравийной смесью и песчаниками известковистыми (рис. 2.4.1а).

По горизонту М-II-5 образцы представлены песчаниками мелкозернистыми и крупнозернистыми, характеризуются значениями пористости, изменяющейся от 8,2 до 16,6%, проницаемости – от 2,89 до 40,7 мД, при этом остаточная водонасыщенность составила от 0,308 до 0,631 доли ед. (рис. 2.4.1б).

Горизонт М-II-4 имеет широкий диапазон изменения пористости и проницаемости, так же характеризован разными литотипами пород: алевролиты, песчаники, конгломераты, гравелиты и аргиллиты. В песчаниках и алевролитах при пористости от 7,7 до 17%, проницаемости – от 0,179 до 907 мД, значение остаточной водонасыщенности составило 0,244 до 0,65 доли ед. (рис. 2.4.1в). Гравелиты/конгломераты характеризуется пористостью 2,5-25%, проницаемостью – 0,24-88,6 мД, остаточная водонасыщенность составила 0,293-0,593 доли ед. Аргиллиты характеризуется пористостью 9,2%, проницаемостью 0,317 мД, остаточная водонасыщенность составила 0,566 доли ед (рис. 2.4.1г).

Ранние измерения капиллярного давления методом высокоскоростной центрифуги с вытеснением рассола воздухом было произведено на 2 образцах керна скважины №23 в 2004г в лаборатории «Core Laboratories» г. Абердин. Образцы обладают пористостью 15,3 и 13,2%, проницаемостью 48 и 0,85 мД, соответственно. По результатам анализа остаточная водонасыщенность при максимальном давлении $\approx 1,2$ МПа (180 psi) составила 0,27 и 0,667 доли ед.

Кривые капиллярного давления для данных образцов приведены на рис. 2.4.2.

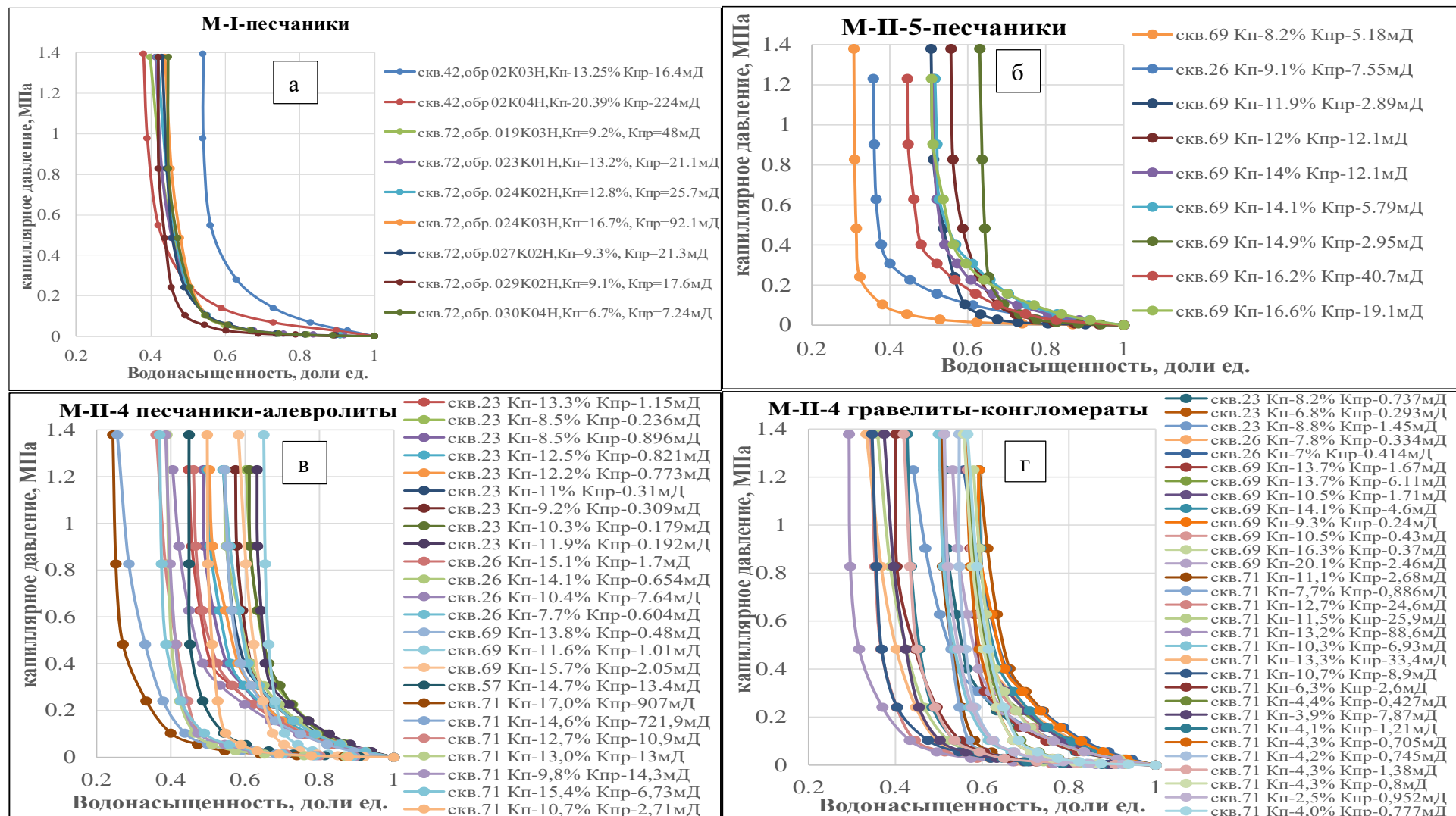


Рисунок 2.4.1 - Кривые капиллярного давления по горизонтам: а) М-I; б) М-II-5; в) М-II-4 для песчаников и алевролитов; г) М-II-4 для гравелитов и конгломератов

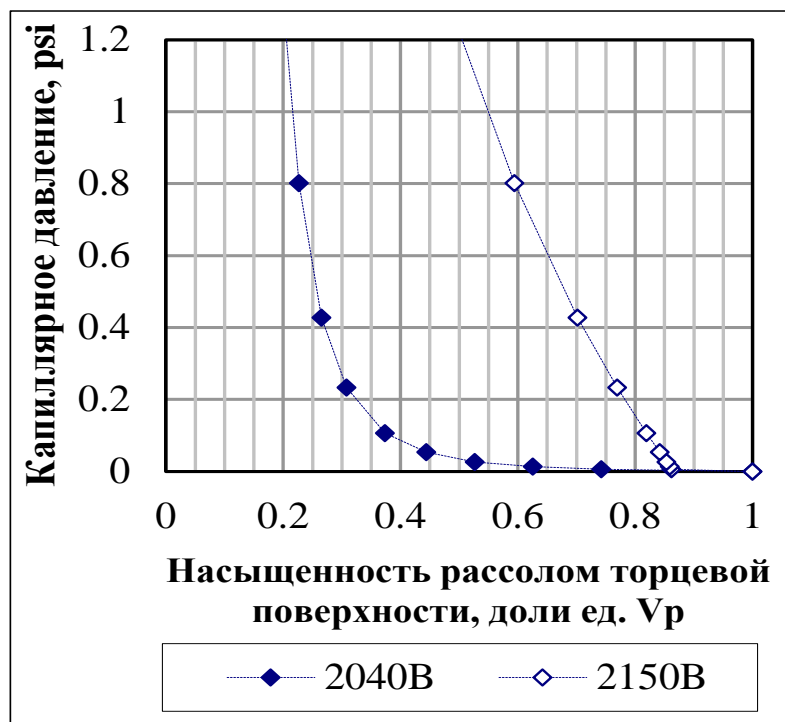


Рисунок 2.4.2 - Кривые капиллярного давления, скв. №23, горизонт М-П-4, песчаники

Результаты исследований керна методом ртутной порометрии. По данным ртутной порометрии, выполненной для 6 образцов пород из скважины №42, рассчитана водонасыщенность, принимаемая за остаточную $K_{ов}$ при капиллярном давлении $P_{кг-в(эквивалент)} = 200 \text{ psi}$ (1,38 МПа), что соответствует объему воды, находящейся в порах радиусом ($r_{пор}$) = 0,1 мкм. Из шести образцов только два образца (№3, 5) имеют хорошие ФЭС. Образец №3 (песчано-гравийная смесь) с K_p – 12,3% и $K_{пр}$ – 2,01 мД имеет остаточную водонасыщенность равной 0,56 доли ед. В образец №5, представленный песчаником с K_p – 16,5%, $K_{пр}$ – 68,6 мД, остаточная водонасыщенность составила 0,22 доли ед. Образцы с плохими ФЭС как правило имеют высокие значения остаточной водонасыщенности, об этом свидетельствуют результаты, полученные на образцах керна №1, 28, 29, 30 (K_p – 3,2-8,9%, $K_{пр}$ – 0,006-0,04 мД). Остаточная водонасыщенность на этих образцах составил 0,64-0,97 доли ед.

Кривые капиллярного давления приведены ниже на рис. 2.4.3.

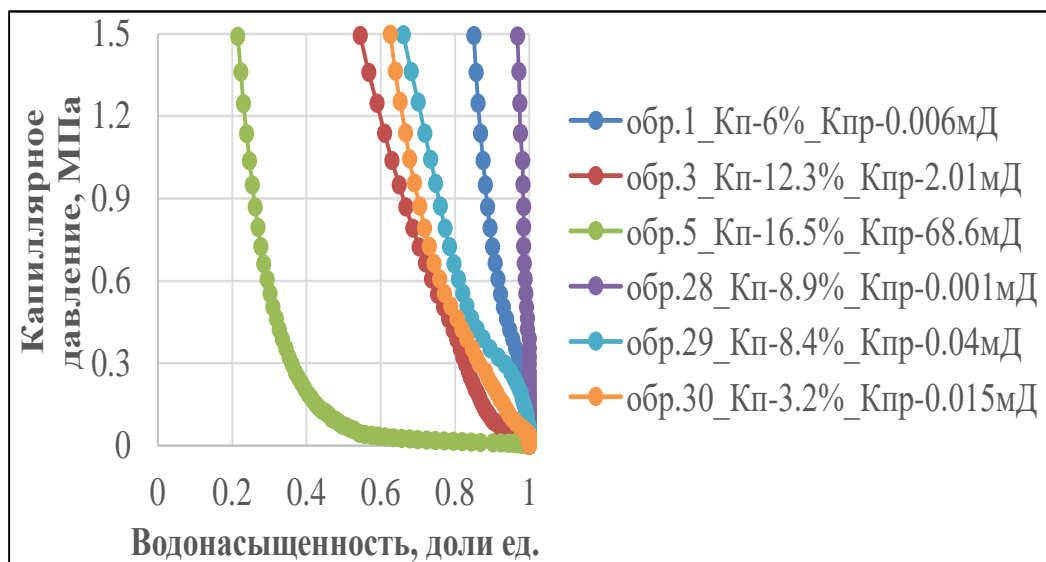


Рисунок 2.4.3 - Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути, скважина №42

Относительная фазовая проницаемость для нефти и воды, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой. В 2004г лабораторией ТОО «Кор Лабораториз» для исследования относительных проницаемостей в системах нефть-вода и нефть-газ были выбраны 2 образца керн скважины №23. По образцу 2150А испытания не получились из-за низкой проницаемости (0,82 мД). Вторым образцом (2040А) имеет вертикальное напластование, следовательно, получен низкий коэффициент вытеснения нефти водой равным 0,489 доли ед. и вытеснения нефти газом, равным 0,451 доли ед. Эксперименты выполнены в атмосферных условиях и использовали нефть с вязкостью 6,825-6,948 сП.

Лабораторией АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» измерение относительных фазовых проницаемостей с вытеснением нефти водой проведен на 44 образцах керн скважины №№23, 26, 42, 57, 69Н, 71, 72. В экспериментах использовали модель пластовой воды с минерализацией 61,5 г/л и модель нефти с вязкостью 0,71-0,74 сП, плотностью 0,7-0,8 г/см³, эксперименты выполнялись при условии $R_{пл}=18,4-26$ МПа, $T_{пл}=30^{\circ}\text{C}$ (в скважине №42 – $T=82,5^{\circ}\text{C}$).

В процессе подготовки к экспериментам для моделей были определены K_p , проницаемость для воды ($K_{прв}$), остаточная водонасыщенность $S_{во}$ (начальная в экспериментах) и проницаемость для нефти при $S_{во}$ ($K_{прн}(S_{во})$).

Окончательные результаты остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть

№ скважины	Модель	№ образца	Глубина, м	Горизонт	Литология	Пористость, доли ед.	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Проницаемость по воде, 10 ⁻³ мкм ²	Проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности, 10 ⁻³ мкм ²	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Представительность образца
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Северное поднятие													
23	-	2040А-вертикальный обр.	1621.6	М-II-4	Песчаник	0,157	60	12	52	0,28	0,368	0,489	
23	-	2150А	1624,6	М-II-4	Песчаник	0,131	0,82	-	0,03	0,72	0,348	-	
23	1	2018-23-2/38	1621,59	М-II-4	Песчаник	0,133	1,15	0,4	0,6	0,465	0,22	0,589	учтен
23	2	2018-23-5/38	1623,89	М-II-4	Песчаник	0,085	0,896	0,3	0,403	0,503	0,224	0,549	
23	3	2018-23-6/38	1624,02	М-II-4	Песчаник	0,125	0,821	0,2	0,218	0,491	0,201	0,605	
23	4	2018-23-32/38	1633,83	М-II-4	Конгломерат	0,068	0,293	0,1	0,117	0,54	0,259	0,437	
23	5	2018-23-37/38	1637,44	М-II-4	Конгломерат	0,088	1,45	0,7	0,87	0,49	0,2	0,608	
26	1	2018-26-13/34	1552,12	М-II-4	Алевролит	0,151	1,7	0,5	0,5	0,477	0,188	0,641	учтен
42	15	050303002K03H	1593,49	М-I	Песчано-гравийная смесь, пестроцв, известняк	0,132	16,4	8,6	9,5	0,54	0,12	0,739	учтен
42	16	050303002K04H	1593,82	М-I	Песчаник известковистый	0,202	224	170,2	187,2	0,38	0,15	0,758	учтен
Центральное поднятие													
26	2	2018-26-16/34	1553,31	М-II-4	Песчаник	0,141	0,654	0,3	0,3	0,527	0,258	0,455	
26	3	2018-26-24/34	1556,23	М-II-4	Песчаник и гравелит	0,104	7,64	2	2,46	0,375	0,176	0,718	
26	4	2018-26-27/34	1556,82	М-II-4	Песчаник и гравелит	0,077	0,604	0,2	0,33	0,52	0,213	0,556	
26	5	2018-26-33/34	1563,84	М-II-4	Конгломерат	0,078	0,334	0,2	0,21	0,566	0,217	0,500	
57	1	050305001K02H	1560,76	мел	песчаник	0,1298	6,93	4,074	4,889	0,452	0,113	0,794	
57	2	050305001K04H	1560,94	мел	песчаник	0,101	11,7	5,814	6,783	0,44	0,145	0,741	
57	3	050305003K06H	1562,94	мел	песчаник	0,1202	2,71	1,35	1,89	0,529	0,122	0,741	
57	4	050305007K01H	1566,39	мел	песчаник	0,1166	36,3	11,181	17,571	0,459	0,126	0,767	
57	5	050305011K01H	1569,99	М-II-4	гравелит	0,1202	318,3	123,56	150,68	0,28	0,193	0,732	учтен
57	6	050305012K02H	1570,89	М-II-4	песчаник	0,1178	33,5	19,327	21,326	0,352	0,144	0,778	учтен
69	1	050304006K01V	1584,42	М-II-5	песчаник	0,1404	2,97	0,854	1,013	0,51	0,131	0,733	учтен
69	2	050304006K04H	1584,72	М-II-5	песчаник	0,1557	31,8	13,763	16,192	0,466	0,119	0,777	учтен
69	3	050304007K02V	1585,18	М-II-5	песчаник	0,1086	2,3	0,918	1,02	0,574	0,128	0,700	
69	4	050304010K01H	1588,05	М-II-5	песчаник	0,1853	174,5	62,794	79,395	0,219	0,151	0,807	учтен
69	5	050304017K03V	1594,33	М-II-4	конгломерат	0,1051	1,01	0,712	0,963	0,694	0,131	0,572	
69	1	050304017K01H	1594,17	М-II-4	Конгломерат	0,137	1,67	0,5	0,7	0,565	0,145	0,667	учтен
69	2	050304019K03H	1596,16	М-II-4	Гравелит/конгломерат	0,137	6,11	2,6	3,111	0,524	0,144	0,697	учтен
69	3	050304027K01H	1604,31	М-II-4	Песчаник средне- мелкозернистый	0,138	0,48	0,2	0,218	0,572	0,171	0,600	
69	4	050304032K02H	1608,67	М-II-4	Конгломерат	0,201	2,46	0,9	1,119	0,541	0,156	0,660	учтен
71	1	050306001K01H	1567,08	М-II-4	Гравелит	0,1108	2,68	0,75	1,12	0,45	0,19	0,655	учтен
71	2	050306001K04H	1567,75	М-II-4	Гравелит	0,1275	24,6	8,2	11,1	0,37	0,17	0,730	учтен
71	3	050306001K05H	1567,9	М-II-4	Гравелит	0,1154	25,9	9,4	11,2	0,35	0,13	0,800	учтен
71	4	050306002K03H	1568,46	М-II-4	Гравелит	0,1031	6,93	1,52	2,23	0,42	0,17	0,707	учтен
71	5	050306002K04H	1568,6	М-II-4	Гравелит	0,1332	33,4	8,1	18,25	0,35	0,14	0,785	учтен
71	6	050306002K06H	1568,85	М-II-4	Песчаник разномзернистый	0,1458	721,9	251	376	0,23	0,14	0,818	учтен
71	7	050306003K02H	1569,6	М-II-4	Песчаник мелко-среднезернистый	0,1272	10,9	1,66	2,95	0,39	0,17	0,721	учтен
71	8	050306004K01H	1570,08	М-II-4	Песчаник разномзернистый	0,0979	14,3	5,3	8,85	0,38	0,14	0,774	учтен
71	9	050306004K02H	1570,21	М-II-4	Песчаник мелко-среднезернистый	0,1536	6,73	2,75	3,86	0,41	0,18	0,695	учтен
71	10	050306004K03H	1570,35	М-II-4	Песчаник разномзернистый	0,1072	2,71	1,35	1,57	0,46	0,19	0,648	учтен

Продолжение таблицы 2.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Юго-Западное поднятие													
72	1	050309019K03H	1574.07	M-I	Конгломерат	0,0925	48	26	26	0,32	0,18	0,735	
72	2	050309027K02H	1581.95	M-I	Конгломерат	0,0933	21,3	13,25	13,25	0,35	0,22	0,662	
72	3	050309029K02H	1583.65	M-I	Конгломерат	0,0914	17,6	10,09	10,09	0,39	0,20	0,672	
72	4	050309030K03H	1584.98	M-I	Конгломерат	0,0620	9,07	5,6	5,6	0,41	0,2	0,661	
72	5	050309042K03H	1597.22		песчаник	0,228	61,8	28,25	28,25	0,37	0,2	0,683	
среднее по горизонту				M-I		0,621	56,06	38,96	41,94	0,39	0,178	0,705	
по кондиционным образцам						0,167	120,2	89,4	98,35	0,46	0,135	0,749	
среднее по горизонту				M-II-5		0,148	52,89	19,58	24,41	0,442	0,132	0,754	
по кондиционным образцам						0,160	69,76	25,80	32,2	0,398	0,134	0,772	
среднее по горизонту				M-II-4		0,121	44,48	16,24	23,22	0,458	0,192	0,649	
по кондиционным образцам						0,131	71,47	25,75	36,19	0,413	0,165	0,712	

Согласно результатам измерения относительной проницаемости по кондиционным образцам (пористость и проницаемость выше граничных значений) получены следующие данные:

- по горизонту М-I (рис. 2.4.4) при средней пористости 0,621 доли ед. и проницаемости 56,06 мД, остаточная водонасыщенность составила 0,39 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,18 доли ед., при этом коэффициент вытеснения – 0,705 доли ед.;
- по горизонту М-II-5 (рис. 2.4.5), при средней пористости 0,160 доли ед. и проницаемости 69,76 мД, остаточная водонасыщенность равна 0,398 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,134 доли ед., коэффициент вытеснения – 0,772 доли ед.;
- по горизонту М-II-4 (рис. 2.4.6), при средней пористости 0,121 доли ед. и проницаемости 44,48 мД, остаточная водонасыщенность равна 0,458 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,192 доли ед., коэффициент вытеснения – 0,649 доли ед.

Пересечение кривых относительной проницаемости (сдвиг в право) и результаты исследования смачиваемости методом Амотта проведенные на 28 образцах керна скважин №№23, 26, 57, 69Н, 71 характеризуют породу как гидрофильные. Смачиваемость также была определена на одном образце керна скважины №23 методом Горного бюро США, охарактеризовал породу нейтральным.

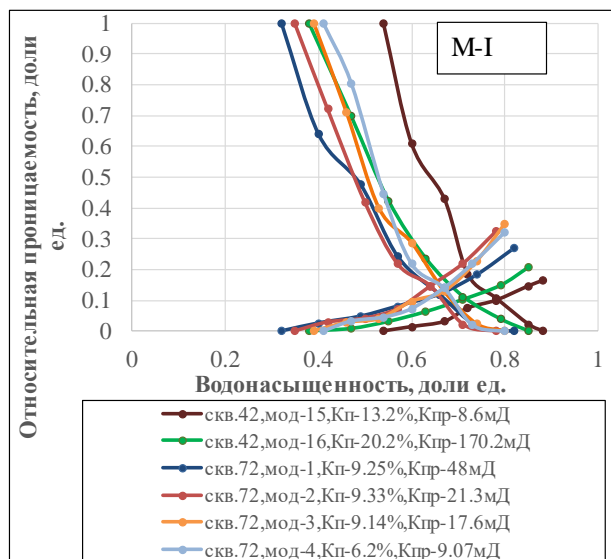


Рисунок 2.4.4 - Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, продуктивный горизонт М-I

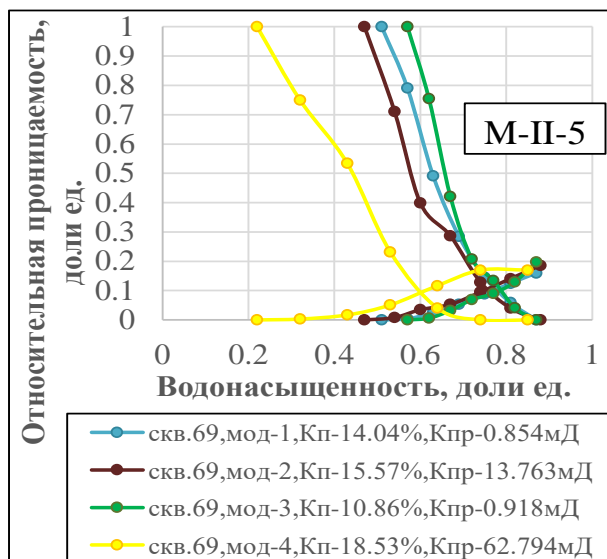


Рисунок 2.4.5 - Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, продуктивный горизонт М-II-5

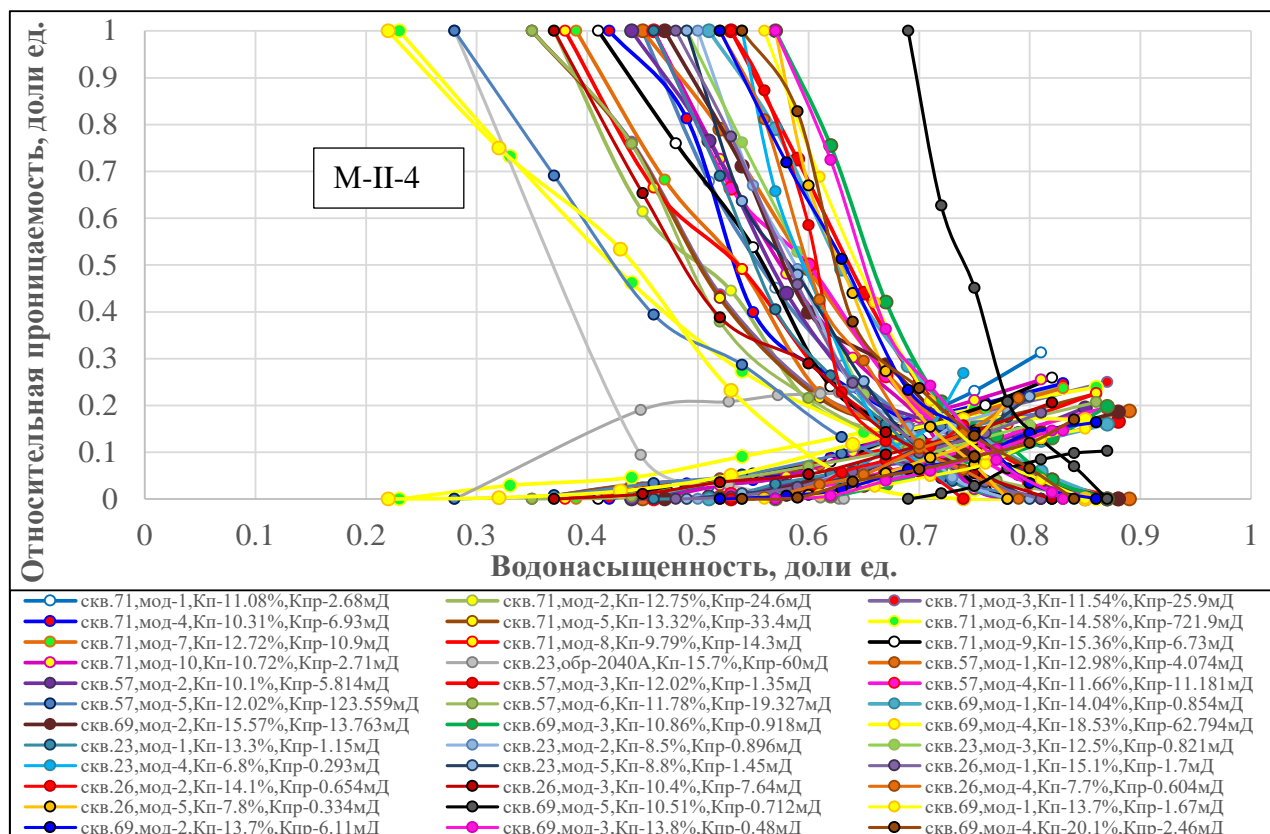


Рисунок 2.4.6 - Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, продуктивный горизонт М-II-4

Коэффициент вытеснения нефти водой. Ранее в ТОО «Мунайгазгеолсервис» (2002г) по керну из скважины №23 были выполнены эксперименты по определению коэффициента вытеснения по методике, изложенной в ОСТ 39-195-86. Моделирование процесса вытеснения нефти водой осуществлялось на образцах керна стандартного размера на установке УИПК-1М.

В экспериментах на керне из скважины №23 (2 составных образца) использовали модель пластовой воды плотностью $\rho=1,03-1,04$ г/см³ и нефть со скважины 10 вязкостью $\mu=5,62$ сСт, плотностью $\rho=0,804$ г/см³ при температуре 50⁰С. В экспериментах создавались пластовое давление $P_{пл}=15,8$ МПа и $T_{пл}=70^0$ С. Свойства образцов и результаты экспериментов представлены в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.4 - Результаты вытеснения нефти водой по керну из скважины №23, продуктивный горизонт М-II-4

№ скв.	Литология	Глубина, м		Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	Кп, доли ед.	Сво, доли ед.	Сно, доли ед.	Квыт, доли ед.
23	алевролит	1622,7-1622,78		2,0	0,13	0,86		
		1624,64-1624,7		3,82	0,16	0,76		
		1626,82-1626,89		3,65	0,158	0,68		
Для модели					0,149	0,76	0,132	0,448
23	гравелит	1630,55-1630,65		1,43	0,13	0,91		
		1631,7-1632,0		1,15	0,111	0,93		
		1635,32-1635,4		56,72	0,112	0,67		
Для модели					0,118	0,84	0,095	0,395

Выполненный анализ показывает сопоставимость данных вытеснения и результатов относительной проницаемости по остаточной нефтенасыщенности и различия в коэффициенте вытеснения, обусловленные содержанием остаточной водонасыщенности. В экспериментах 2002г при $K_{п} \leq 0,15$ доли ед. достигнутая $S_{во}$ составляет 0,71-0,84 доли ед., в экспериментах 2014-2017гг – 0,22-0,69 доли ед. Кроме того, в экспериментах ТОО «Мунайгазгеолсервис» использованы модели пород, в которых составляющие их образцы неоднородны по проницаемости, кроме 1 образца алевролита из скважины №23. Изложенные факты не позволяют считать полученные результаты представительными, поэтому в настоящей работе для определения $K_{он}$ и $K_{выт}$ использованы результаты экспериментов, выполненных в 2014-2017гг (таблица 2.4.4).

В 2021г лабораторией Атырауского филиала ТОО КМГ «Инжиниринг» эксперимент по определению коэффициента вытеснения нефти водой проводился на 5 образцах керна скважины №72. В таблице 2.4.5 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

Таблица 2.4.5 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ модели	№ образца	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Горизонт	Открытая пористость, доли ед.	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$			Остаточная водонасыщенность, $S_{во}$ доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, $S_{но}$ доли ед.	Коэффициент вытеснения, β , доли ед.
						по газу	по воде при 100% водонасыщенности	по нефти при остаточной водонасыщенности			
1	23K01H	1572,5	1577,84	М-I	0,13	21,1	7,06	9,70	0,386	0,197	0,678
2	24K02H	1573,4	1578,78	М-I	0,13	25,7	3,80	7,20	0,372	0,193	0,692
3	24K03H	1573,5	1578,89	М-I	0,17	92,1	26,80	37,7	0,304	0,173	0,751
4	42K01H	1591,7	1597,00	мел	0,18	26,1	10,84	17,21	0,381	0,199	0,679
5	43K01H	1592,3	1597,65	мел	0,21	56,5	22,38	28,90	0,335	0,178	0,733
Среднее по горизонту				М-I	0,14	46,30	12,55	18,20	0,35	0,19	0,71

Таким образом, по горизонту М-I коэффициент вытеснения нефти водой по 5 образцам с пористостью 14%, с проницаемостью 46,30 мД, составил 0,71 доли ед.

Остаточная водонасыщенность. Водонасыщенность моделировалась по керну из скважин №№23, 26, 42, 57, 69Н, 71 и 72 методом:

- центрифугирования в исследованиях 2002г (капиллярное давление (P_k) не определено);
- методом капиллярометрии в исследованиях 2014г – при определении кривых капиллярного давления ($P_{k\max}=1,38$ МПа);
- при определении ОФП для нефти и воды;

- при нагнетаниях ртути ($P_{кг-в(эквивалент)}=200 \text{ psi}$ (1,38 МПа).
- при определении коэффициента вытеснения.

Достигнутые значения водонасыщенности, принятые за остаточную водонасыщенность $K_{ов}$, в зависимости от K_p и $K_{пр}$, представлены на рис. 2.4.7.

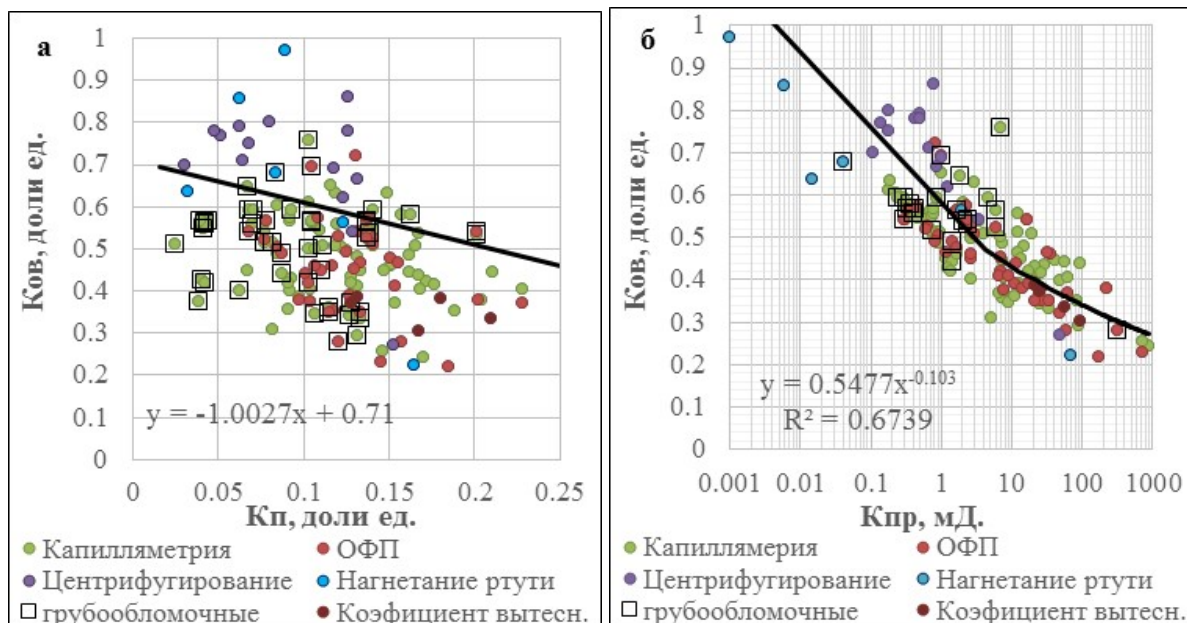


Рисунок 2.4.7 - Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (а) и от проницаемости (б)

$K_{ов}$ в зависимости от K_p по старым данным представлена по образцам пород с карбонатностью $<20\%$. На графиках между исследованиями особой дифференциацией не наблюдается, при этом зависимость $K_{ов}=f(K_p)$ имеет вид: $K_{ов}=-1,0027K_p^{+0,71}$; $K_{ов}=0,5477K_{пр}^{-0,103}$.

Чувствительность пород к кислоте. На 12 образцах пород скважин №№23, 26 и 69 проведен анализ чувствительности пород к кислоте. По результатам исследования образцы с карбонатностью меньше 19,5% практически не чувствительны к кислоте. Образцы с карбонатностью равной 26,7%, слабо чувствительны к кислоте, с карбонатностью 28,2-31,4% – среднечувствительны, с карбонатностью 35,1-45% имеют сильную чувствительность к кислоте (таблица 2.4.6).

Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.6 - Результаты чувствительности пород к кислоте

№ скважины	Горизонт	№ образца	Глубина образца, м	Литология	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Проницаемость по воде, мД	Карбонатность, %	Коэффициент чувствительности	Степень чувствительности
23	М-II-4	2018-23-5/38	1623,89	Песчаник средне-, мелкозернистый	8,47	0,896	0,3	15,7	-0,27	нет
23	М-II-4	2018-23-6/38	1624,02	Алеврит	12,52	0,821	0,2	3,5	-0,975	нет
23	М-II-4	2018-23-24/38	1629,23	Гравелит конгломерат	8,2	0,737	0,2	31,4	0,53	сред-няя
23	М-II-4	2018-23-32/38	1633,83	Гравелит конгломерат	6,82	0,293	0,2	3,5	-0,975	нет
26	М-II-4	2018-26-13/38	1552,12	Песчаник средне-, мелкозернистый	15,06	1,7	0,5	3,5	-0,64	нет
26	М-II-4	2018-26-16/38	1553,31	Песчаник мелкозернистый	14,1	0,654	0,3	0,2	-1,75	нет
26	М-II-4	2018-26-27/38	1556,82	Гравелит конгломерат	7,68	0,604	0,2	28,2	0,515	сред-няя
26	М-II-4	2018-26-33/38	1563,84	Гравелит конгломерат	7,8	0,334	0,2	45	0,715	силь-ная
69	М-II-4	2018-69-2/36	1584,57	Песчаник крупнозернистый	16,21	40,7	10,2	26,7	0,11	слабая
69	М-II-4	2018-69-5/36	1587,84	Песчаник мелкозернистый	14,01	12,1	3,42	19,5	-0,04	нет
69	М-II-4	2018-69-33/36	1606,87	Конгломерат	16,28	0,37	0,2	35,1	0,71	силь-ная
69	М-II-4	2018-69-35/36	1608,67	Гравелит конгломерат	20,13	2,46	0,9	45	0,92	силь-ная

Таблица 2.4.7 - Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов

Зоны пласта	Наименование величин	Проницае- мость, мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасы- щенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коеф. вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
Северное поднятие								
М-I								
Газ*	Количество определений	2	2	2	2	2	2	2
	Среднее значение	120,2	0,46	0,54	0,135	0,75	0,186	1
	Интервал изменения	16,4-224	0,38-0,54	0,46-0,62	0,12-0,15	0,74-0,76	0,164-0,208	-
М-II-4								
ЧНЗ	Количество определений	4	4	4	4	4	4	4
	Среднее значение	15,7	0,43	0,57	0,25	0,558	0,19	1
	Интервал изменения	0,82-60	0,28-0,50	0,50-0,72	0,20-0,37	0,489-0,605	0,16-0,23	-
Центральное поднятие								
М-II-5								
Газ*	Количество определений	4	4	4	4	4	4	4
	Среднее значение	52,89	0,44	0,55	0,13	0,75	0,179	1
	Интервал изменения	2,3-174,5	0,22-0,57	0,42-0,78	0,11-0,15	0,70-0,81	0,160-0,198	-
М-II-4								
ЧНЗ	Количество определений	8	8	8	8	8	8	8
	Среднее значение	103,08	0,4	0,6	0,17	0,690	0,226	1
	Интервал изменения	0,334-721,9	0,23-0,57	0,43-0,77	0,13-0,258	0,455-0,818	0,160-0,250	-
Юго-Западное поднятие								
М-I								
ЧНЗ	Количество определений	7	7	7	7	7	4	4
	Среднее значение	33,55	0,362	0,638	0,195	0,693	0,315	1
	Интервал изменения	9,07-92,1	0,30-0,41	0,59-0,69	0,17-0,22	0,66-0,75	0,269-0,347	-

Примечание: * – Керн взят из газонасыщенной части горизонта. В эксперименте на очищенный образец закачивалась нефть и вытеснялась водой

Таким образом, на месторождении для продуктивных горизонтов методом капиллярметрии и ртутной порометрии выполнено определение остаточной водонасыщенности и кривых капиллярного давления. При моделировании условий пласта получены кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды, оценена остаточная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой.

Таким образом, в горизонте М-I Северного поднятия Sw_{ir} меняется от 0,38 до 0,54 доли ед., в среднем составляя 0,46 доли ед., S_{or} варьирует от 0,12 до 0,15 доли ед., в среднем составляя 0,135 доли ед., коэффициент вытеснения меняется от 0,74 до 0,76 доли ед., в среднем составляя 0,75 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} варьируют от 0,164 до 0,208 доли ед., в среднем составляя 0,186 доли ед.

По горизонту М-II-4 Северного поднятия Sw_{ir} меняется от 0,28 до 0,50 доли ед., в среднем составляя 0,43 доли ед., S_{or} варьирует от 0,20 до 0,37 доли ед., в среднем составляя 0,25 доли ед., коэффициент вытеснения меняется от 0,489 до 0,605 доли ед., в среднем составляя 0,558 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} варьируют от 0,16 до 0,23 доли ед., в среднем составляя 0,19 доли ед.

В горизонте М-II-5 Центрального поднятия Sw_{ir} меняется от 0,22 до 0,57 доли ед., в среднем составляя 0,44 доли ед., S_{or} варьирует от 0,11 до 0,15 доли ед., в среднем составляя 0,13 доли ед., коэффициент вытеснения меняется от 0,70 до 0,81 доли ед., в среднем составляя 0,75 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} варьируют от 0,160 до 0,198 доли ед., в среднем составляя 0,179 доли ед.

В горизонту М-II-4 Центрального поднятия Sw_{ir} меняется от 0,23 до 0,57 доли ед., в среднем составляя 0,4 доли ед., S_{or} варьируют от 0,13 до 0,258 доли ед., в среднем составляя 0,17 доли ед., коэффициент вытеснения меняется от 0,455 до 0,818 доли ед., в среднем составляя 0,69 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} варьируют от 0,16 до 0,25 доли ед., в среднем составляя 0,226 доли ед.

В горизонте М-I Юго-Западного поднятия Sw_{ir} меняется от 0,3 до 0,41 доли ед., в среднем составляя 0,362 доли ед., S_{or} варьирует от 0,17 до 0,22 доли ед., в среднем составляя 0,195 доли ед., коэффициент вытеснения меняется от 0,66 до 0,75 доли ед., в среднем составляя 0,693 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} варьируют от 0,269 до 0,347 доли ед., в среднем составляя 0,315 доли ед.

2.5. Запасы нефти, газа и конденсата

В 2020г был выполнен отчет о результатах переработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 3D МОГТ на месторождениях Нуралы и Аксай компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» [3]. Основной задачей переработки материалов являлась детальное изучение глубинного геологического строения участков Нуралы-Аксай и Аксай Южный, и выявление, уточнение структурных и неструктурных ловушек нефти и газа, разрывных нарушений, прогнозирование иных перспективных объектов. Объединение 3 площадей в единый куб.

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Аксай Кызылординской области Республики Казахстан» [4] (Протокол ГКЗ РК №2379-21-У от 26.11.2021г).

В 2022г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Перевод запасов нефти и растворенного газа юго-западного поднятия месторождений Аксай состоянию изученности на 02.01.2022г» [5]. Согласно протоколу ГКЗ РК (Протокол № 2448-22-У от 23.08.2022г) утвержденные запасы нефти и растворенного в нефти газа в целом по месторождению составили:

Категория	Нефти, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
ТОО «СП «Казгермунай»				
В	1238	285	193	140,9
C ₁	5510	1367	632	368,6
В+C ₁	6748	1652	825	509,5
C ₂	3760	333	611	53,9
ТОО «Недра Ком»				
C ₁	770	231	22	6,6
За пределами контрактной территории				
C ₂	31	3	5	0,5
В целом по месторождению				
В	1238	285	193	140,9
C ₁	6280	1598	654	375,2
В+C ₁	7518	1883	847	516,1
C ₂	3791	336	616	54,4

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

Категория	Пластовый газ, млн. м ³		Сухой газ, млн. м ³		Конденсат, тыс. т	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
ТОО «СП «Казгермунай»						
C ₁	693	604	655,6	571,6	78,7	60,1

После утверждения перевода запасов на месторождении было пробурено 12 скважин: №№82, 83, 101, 102, 103, 104, 105, 107 и А-10, А-11, А-3, А-4 (относящиеся к лицензионной территории соседнего недропользователя ТОО «Недра Ком»).

По результатам бурения новых скважин предварительно подсчитанные геологические запасы нефти по месторождению в категориях В и С₂ остались без изменений, тогда как по категории С₁ увеличились на 406 тыс. т (+6,5%). Извлекаемые запасы нефти по категориям В и С₂ также не изменились, а по категории С₁ увеличились на 117 тыс. т (+7,3%).

Геологические запасы растворенного газа по категориям В и С₂ остались на прежнем уровне, тогда как по категории С₁ увеличились на 19 млн м³ (+2,9%). Извлекаемые запасы растворенного газа по категориям В и С₂ не изменились, а по категории С₁ возросли на 8,6 млн м³ (+2,3%).

Геологические и извлекаемые запасы пластового газа, сухого газа и конденсата остались без изменений.

В таблицах 2.5.1-2.5.2 приведены утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, газа газовой шапки, конденсата (по состоянию на 02.01.2022г), а также их остаточные запасы с учетом накопленной добычи УВС (по состоянию на 01.01.2026г).

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Аксай по состоянию изученности на 02.01.2022г (Протокол ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г)

Горизонт	Поднятие	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь, тыс. м²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м³	Коэфф-ты, д.ед.			Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти на 01.01.2026г, тыс. т	Остаточные запасы нефти, тыс. т		Газосодержание, м³/т	Геологические запасы растворенного газа, млн. м³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³	Накопленная добыча раств. газа на 01.01.2026г, млн. м³	Остаточные запасы раств. газа, млн. м³	
							пористости	нефте-насыщенности	пересчетный						геол.	извл.					геол.	извл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
М-1	Юго-Западное поднятие	В пределах контрактной территории ТОО "СП "Казгермунай"																				
		ЧНЗ	C ₁	1203	10,3	12384	0,16	0,63	0,891	0,849	944	0,300	283	60,5	1587,5	433,5	28,88	27,0	8,2	4,698	42,3	9,6
		ВНЗ	C ₁	1593	5,8	9235	0,16	0,63	0,891	0,849	704	0,300	211				28,88	20,0	6,1			
		Итого	C ₁	2796		21619					1648		494					47,0	14,3			
		В пределах геологического отвода №4705																				
		ЧНЗ	C ₁	355	8,3	2929,3	0,16	0,63	0,891	0,849	223	0,300	67	21,7	748,3	209,3	28,88	6,0	1,9	0,164	21,8	6,4
		ВНЗ	C ₁	1377	5,2	7178	0,16	0,63	0,891	0,849	547	0,300	164				28,88	16,0	4,7			
	Итого	C ₁	1732	5,8	10107,3					770		231					22,0	6,6				
	Итого Юго-Западное поднятие	C ₁	4528		31726,3						2418		725	82,2	2335,8	642,8		69,0	20,9	4,862	64,1	16,0
М-1	Северное поднятие	В пределах контрактной территории ТОО "СП "Казгермунай"																				
		ГНЗ	В	87,5	1	87,5	0,16	0,64	0,686	0,826	5	0,169	1	92,0	495,0	8,0	170,2	1	0,2	7,118	92,9	9,9
		ЧНЗ	В	289,4	1	289,4	0,16	0,64	0,686	0,826	17	0,169	3				170,2	3	0,5			
		ГНЗ	C ₁	170,0	1	170,0	0,16	0,64	0,686	0,826	10	0,169	2				170,2	2	0,3			
		ЧНЗ	C ₁	5093,8	1,8	9356,3	0,16	0,64	0,686	0,826	543	0,169	92				170,2	92	15,7			
		ВНЗ	C ₁	201,9	1	201,9	0,16	0,64	0,686	0,826	12	0,169	2				170,2	2	0,3			
		ГНЗ	C ₂	1848,8	1,5	2808,8	0,16	0,64	0,686	0,826	163	0,084	14	0,0	2791,0	236,0	170,2	28	2,4	0,000	475,0	40,2
		ЧНЗ	C ₂	17440,6	2,5	43334,4	0,16	0,64	0,686	0,826	2514	0,084	212				170,2	428	36,1			
		ВНЗ	C ₂	1893,8	1	1958,8	0,16	0,64	0,686	0,826	114	0,084	10				170,2	19	1,7			
		Итого	В	376,9		376,9					22		4	92,0	495,0	8,0		4	0,7	7,118	92,9	9,9
			C ₁	5465,6		9728,1					565		96					96	16,3			
			В+С ₁	5842,5		10105,0					587		100					100	17			
			C ₂	21183,1		48101,9					2791		236				0,0	2791,0	236,0			
		За пределами контрактной территории																				
		ВНЗ	C ₂	306,9	1	306,9	0,16	0,64	0,686	0,826	18	0,084	2	0,0	31,0	3,0	170,2	3	0,3	0,000	5,0	0,5
		ЧНЗ	C ₂	231,3	1	231,3	0,16	0,64	0,686	0,826	13	0,084	1				170,2	2	0,2			
		Итого	C ₂	538,1		538,1					31		3					5	0,5			
		Итого Северное поднятие	В	376,9		376,9					22		4	92,0	495,0	8,0		4	0,7	7,118	92,9	9,9
			C ₁	5465,6		9728,1					565		96					96	16,3			
			В+С ₁	5842,5		10105					587		100					100	17			
			C ₂	21721,3		48640,0					2822		239				0,0	2822,0	239,0			
	Центральное поднятие	В пределах контрактной территории ТОО "СП "Казгермунай"																				
		ВНЗ	C ₁	1352,5	1,9	2633	0,14	0,59	0,737	0,823	132	0,169	22	3,1	364,9	58,9	139,8	18	3,1	7,118	43,9	1,6
		ЧНЗ	C ₁	1797,5	1,9	3405	0,14	0,59	0,737	0,823	171	0,169	29				139,8	24	4,1			
		ГНЗ	C ₁	709,4	1,8	1304,8	0,14	0,59	0,737	0,823	65	0,169	11				139,8	9	1,5			
		ГНЗ	C ₂	804,4	1,8	1429,4	0,14	0,59	0,737	0,823	72	0,084	6	0,0	303,0	25,0	139,8	10	0,8	0,000	42,0	3,5
		ЧНЗ	C ₂	834,38	2,1	1753,13	0,14	0,59	0,737	0,823	88	0,084	7				139,8	12	1			
ВНЗ		C ₂	1755	1,6	2862,5	0,14	0,59	0,737	0,823	143	0,084	12	139,8				20	1,7				
Итого Центральное поднятие		C ₁	3859,38	1,9	7342,75					368		62	3,1	364,9	58,9		51	8,7	7,118	43,9	1,6	
		C ₂	3393,76	1,8	6045,01						303		25	0,0	303,0	25,0		42	3,5	0,000	42,0	3,5

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Итого по М-I в пределах контрактной территории ТОО СП "Казгермунай"	В	В	376,9	1,0	376,9					22		4	155,5	2447,5	500,5		4	1	18,933	179,1	21,1
			C ₁	12121	3,2	38690					2581		652					194	39			
			B+C ₁	12497,9	3,1	39066,8					2603		656					198	40			
		C ₂	C ₂	24576,9	2,2	54146,9					3094,0		261,0	0,0	3094,0	261,0		517,0	43,7	0,000	517,0	43,7
	Итого по М-I за пределами контрактной территории ТОО СП "Казгермунай"	C ₁	C ₁	1732,0	5,8	10107,3					770,0		231,0	21,7	748,3	209,3		22,0	6,6	0,164	21,8	6,4
		C ₂	C ₂	538,1	1,0	538,1					31,0		3,0	0,0	31,0	3,0		5,0	0,5	0,000	5,0	0,5
	Итого по М-I	В	В	377	1,0	377					22		4,0	177,2	3195,8	709,8		4,0	0,7	19,097	200,9	27,5
			C ₁	13853	3,5	48797					3351		883					216	45,90			
			B+C ₁	14230	3,5	49174					3373		887					220	46,6			
		C ₂	C ₂	25115	2,2	54685					3125		264	0,0	3125,0	264,0		522	44,2	0,000	522,0	44,2
М-II-5	Центральное поднятие	В пределах контрактной территории ТОО "СП "Казгермунай"																				
		ГНЗ	C ₁	327,5	2,5	803,8	0,17	0,56	0,737	0,823	46	0,200	9				139,8	6	5,4			
		ГНЗ	C ₂	2034,4	1,2	2525,1	0,17	0,56	0,737	0,823	146	0,100	15				139,8	20	2,1			
		ЧНЗ (сев)	C ₂	1688,8	1,4	2422,9	0,17	0,56	0,737	0,823	140	0,100	14				139,8	20	2			
		ВНЗ (сев)	C ₂	406,3	1,0	406,3	0,17	0,56	0,737	0,823	23	0,100	2				139,8	3	0,3			
		ЧНЗ (юг)	C ₁	1693,8	3,4	5763,8	0,17	0,56	0,737	0,823	333	0,200	67				139,8	47	40,5			
		ЧНЗ (юг)	C ₂	981,9	2,7	2628,1	0,17	0,56	0,737	0,823	152	0,100	15				139,8	21	2,1			
		ВНЗ (юг)	C ₁	1409,4	2,5	3593,1	0,17	0,56	0,737	0,823	207	0,200	41				139,8	29	24,8			
		ВНЗ (юг)	C ₂	1350,6	1,7	2236,9	0,17	0,56	0,737	0,823	129	0,100	13				139,8	18	1,8			
		ЧНЗ	C ₁	838,1	1,1	924,8	0,15	0,55	0,737	0,823	46	0,200	9				139,8	6	5,4			
М-II-4а	Северное поднятие	Итого по М-II-5	C ₁	4268,8		11085,4					632,0		126,0	0,0	632,0	126,0		88,0	76,1	0,000	88,0	76,1
		Центральное поднятие	C ₂	6461,9		10219,3					590		59	0,0	590,0	59,0		82	8,30	0,000	82,0	8,3
		ВНЗ	C ₁	1182,5	1,3	1531,9	0,15	0,57	0,753	0,821	81	0,370	30				149,7	12	7,2			
		ВНЗ	C ₂	1082,5	1,0	1082,5	0,15	0,57	0,753	0,821	57	0,185	11				149,7	9	1,6			
		ЧНЗ	C ₁	2695	1,4	3784,6	0,15	0,57	0,753	0,821	200	0,370	74				149,7	30	17,8			
		ЧНЗ	В	820,6	2,5	2092	0,15	0,57	0,753	0,821	111	0,370	41				149,7	17	9,9			
		ВНЗ	C ₁	1281,3	0,9	1217,2	0,15	0,57	0,753	0,821	64	0,370	24				149,7	10	5,8			
		Итого Северное поднятие	В	820,6		2092					111		41	118,7	337,3	50,3		17	9,9	43,050	25,9	-2,4
			C ₁	5158,8		6533,7					345		128					52	30,8			
			B+C ₁	5979,4		8625,7					456		169					69	40,7			
			C ₂	1082,5		1082,5					57		11	0,0	57,0	11,0		9	1,6	0,000	9,0	1,6
	Центральное поднятие	ВНЗ(20Д)	C ₁	436,9	1,3	569,1	0,15	0,58	0,754	0,818	31	0,200	6				144	4	3,6			
		ЧНЗ(20Д)	C ₁	1547,5	1,5	2284,4	0,15	0,58	0,754	0,818	123	0,200	25				144	18	15,1			
		ЧНЗ	В	1156,9	1,4	1654,4	0,15	0,58	0,754	0,818	89	0,200	18				144	13	10,9			
		ЧНЗ	C ₁	3093,1	1,5	4622,5	0,15	0,58	0,754	0,818	248	0,200	50				144	36	30,3			
		ГНЗ	В	15	1,0	15	0,15	0,58	0,754	0,818	1	0,200	0				144	0	0			
		ГНЗ	C ₁	115	1,0	115	0,15	0,58	0,754	0,818	6	0,200	1				144	1	0,6			
		Итого	В	1171,9		1669,4					90		18					13	10,9			
			C ₁	5192,5		7591					408		82					59	49,6			
			B+C ₁	6364,4		9260,4					498		100					72	60,5			
		ВНЗ	В	89,4	1,7	153,1	0,15	0,58	0,754	0,818	8	0,200	2				144	1	1,2			
		ЧНЗ	В	408,1	3,4	1395,2	0,15	0,58	0,754	0,818	75	0,200	15				144	11	9,1			
		ВНЗ	C ₁	832,5	1,6	1307,5	0,15	0,58	0,754	0,818	70	0,200	14				144	10	8,5			
		ЧНЗ	C ₁	595,6	4,6	2764,4	0,15	0,58	0,754	0,818	148	0,200	30				144	21	18,2			
		Итого	В	497,5		1548,3					83		17					12	10,3			
			C ₁	1428,1		4071,9					218		44					31	26,7			
			B+C ₁	1925,6		5620,2					301		61					43	37			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Итого Центральное поднятие		B	1669,4		3217,7					173		35	101,8	697,2	59,2		25	21,2	91,365	23,6	6,1
			C ₁	6620,6		11662,9					626		126					90	76,3			
			B+C ₁	8290		14880,6					799		161					115	97,5			
	Всего по горизонту М- II-4а		B	2490		5309,7					284		76	220,5	1034,5	109,5		42	31,1	134,415	49,6	3,8
			C ₁	11779,4		18196,6					971		254					142	107,1			
			B+C ₁	14269,4		23506,3					1255		330					184	138,2			
			C ₂	1082,5		1082,5					57		11					9	1,6			
														0,0	57,0	11,0				0,000	9,0	1,6
М-II-4б	Северное поднятие	ВНЗ	C ₁	703,1	3,8	2702,5	0,16	0,62	0,753	0,821	166	0,370	61	127,9	403,1	68,1	149,7	25	14,7	50,029	30,0	-2,8
			B	222,5	5,3	1179,6	0,16	0,62	0,753	0,821	72	0,370	27				149,7	11	6,5			
		ЧНЗ	C ₁	976,9	4,0	3903,4	0,16	0,62	0,753	0,821	239	0,370	88				149,7	36	21,2			
			B	163,1	3,8	615,4	0,16	0,62	0,753	0,821	38	0,370	14				149,7	6	3,4			
		ВНЗ	C ₁	114,4	2,3	265,1	0,16	0,62	0,753	0,821	16	0,370	6				149,7	2	1,4			
			B	385,6	4,7	1795					110		41					17	9,9			
		Итого Северное поднятие	C ₁	1794,4	3,8	6871					421		155					63	37,3			
			B+C ₁	2180,0		8666					531		196					80	47,2			
	Центральное поднятие	ВНЗ	C ₁	198,1	1,0	198,1	0,12	0,71	0,741	0,812	10	0,200	2	85,6	1128,4	156,4	159,6	2	1,2	92,082	101,9	54,2
			C ₁	4066,9	2,6	10378,1	0,12	0,71	0,741	0,812	532	0,200	106				159,6	85	64,1			
		ЧНЗ	B	1909,4	3,6	6957,6	0,12	0,71	0,741	0,812	357	0,200	71				159,6	57	43			
			B	425,6	4,4	1879	0,12	0,71	0,741	0,812	96	0,200	19				159,6	15	11,5			
		Итого	B	2335		8836,6					453		90					72	54,5			
			C ₁	4265		10576,2					542		108					87	65,3			
			B+C ₁	6600		19412,8					995		198					159	119,8			
		ВНЗ	C ₁	356,3	2,3	804,1	0,12	0,71	0,741	0,812	41	0,200	8				159,6	7	4,8			
			C ₂	367,5	1,0	367,5	0,12	0,71	0,741	0,812	19	0,100	2				159,6	3	0,3			
		ЧНЗ	C ₁	579,4	3,4	1958,1	0,12	0,71	0,741	0,812	100	0,200	20				159,6	16	12,1			
			B	126,3	3,7	465	0,12	0,71	0,741	0,812	24	0,200	5				159,6	4	3			
		ГНЗ	B	35,6	4,1	147,2	0,12	0,71	0,741	0,812	8	0,200	2				159,6	1	1,2			
			B	161,9		612,2					32		7					5	4,2			
		Итого по III блоку	C ₁	935,7		2762,2					141		28					23	16,9			
			B+C ₁	1097,6		3374,4					173		35					28	21,1			
			C ₂	367,5		367,5					19		2					3	0,3			
		ЧНЗ	B	378,8	2,4	895,6	0,13	0,65	0,741	0,812	46	0,200	9				159,6	7	5,4			
	Итого Центральное поднятие		B	2875,7		10344,4					531		106					84	64,1			
			C ₁	5200,7		13338,4					683		136					110	82,2			
			B+C ₁	8076,4		23682,8					1214		242					194	146,3			
			C ₂	367,5		367,5					19		2	0,0	19,0	2,0		3	0,3	0,000	3,0	0,3
	Итого по горизонту М-II-4б		B	3261,3		12139,4					641		147	213,4	1531,6	224,6		101	74	142,111	131,9	51,4
			C ₁	6995,1		20209,4					1104		291					173	119,5			
			B+C ₁	10256,4		32348,8					1745		438					274	193,5			
			C ₂	367,5		367,5					19		2	0,0	19,0	2,0		3	0,3	0,000	3,0	0,3
М-II-4в	Централ ьное подняти	ВНЗ	B	1531,3	3,8	5754,8	0,12	0,7	0,741	0,812	291	0,200	58	32,1	480,9	69,9	159,6	46	35,1	34,345	46,7	27,4
		ВНЗ	C ₁	1445	3,0	4398,8	0,12	0,7	0,741	0,812	222	0,200	44				159,6	35	26,6			
		Итого	B+C ₁	2976,3		10153,6					513		102					81	61,7			
М-II-4 (а+б+в)	Всего по северному поднятию		B	1206,2	3,2	3887					221		82	246,6	740,4	118,4		34	19,8	93,080	55,9	-5,2
			C ₁	6953,2	1,9	13404,7					766		283					115	68,1			
			B+C ₁	8159,4	2,1	17291,7					987		365					149	87,9			
			C ₂	1082,5	1,0	1082,5					57		11	0,0	57,0	11,0		9	1,6	0,000	9,0	1,6
	Всего по центральному поднятию		B	6076,4	3,2	19316,9					995		199	219,4	2306,6	285,6		155	120,4	217,792	172,2	87,7
			C ₁	13266,3	2,2	29400,1					1531		306					235	185,1			
			B+C ₁	19342,7	2,5	48717					2526		505					390	305,5			
			C ₂	367,5	1,0	367,5					19		2	0,0	19,0	2,0		3	0,3	0,000	3,0	0,3
	Итого		B	7282,6	3,2	23203,9					1216		281	466,0	3047,0	404,0		189	140,2	310,872	228,1	82,5
			C ₁	20219,5	2,1	42804,8					2297		589					350	253,2			
			B+C ₁	27502,1	2,4	66008,7					3513		870					539	393			
			C ₂	1450	1,0	1450,0					76		13	0,0	76,0	13,0		12	1,9	0,000	12,0	1,9

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего по месторождению	Итого в пределах контрактной территории ТОО "СП Казгермунай"		В	7659,5	3,1	23580,8					1238		285	621,5	6126,5	1030,5		193	140,9	329,806	495,2	179,7
			С ₁	36609,3	2,5	92580,1					5510		1367					632	368,6			
			В+С ₁	44268,8	2,6	116160,8					6748		1652					825	509,5			
			С ₂	7911,9	8,3	65816,2					3760		333	0,0	3760,0	333,0		611,0	53,9	0,000	611,0	53,9
	Итого за пределами контрактной территории ТОО "СП Казгермунай"		С ₁	1732,0	5,8	10107,3					770		231	21,7	748,3	209,3		22	6,6	0,164	21,8	6,4
			С ₂	538,1	1,0	538,1					31,0		3	0,0	31,0	3,0		5,0	0,5	0,000	5,0	0,5
	Всего		В	7659,5	3,1	23580,8					1238		285	643,2	6874,8	1239,8		193	140,9	329,969	517,0	186,1
			С ₁	38341,3	2,7	102687,4					6280		1598					654	375,2			
			В+С ₁	46000,8	2,7	126268,1					7518		1883					847	516,1			
			С ₂	33026,9	2,0	66354,3					3791		336	0,0	3791,0	336,0		616	54,4	0,000	616,0	54,4

Таблица 2.5.2 - Сводная таблица запасов газа газовых шапок месторождения Аксай по состоянию изученности на 02.01.2022г (Протокол ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г)

Горизонт	Поднятие, блок	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь газоносности, тыс. м²	Средневзвешен. эфф. газонасыщ. толщин, м	Объем газосыщенных пород, тыс. м³	Коэффициент, д.ед.		Пластовое давление, Мпа		Поправка за отклон. от з-на Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических атм в физические	Нач. геол. запасы пласт. газа, млн.м³	КИГ, д. ед.	Нач. извл. Запасы пласт. газа, млн. м³	Мольная доля сухого газа	Начальные запасы сухого газа, млн. м³		Накопленная добыча сухого газа на 01.01.2026г, млн. м³	Остаточные запасы сухого газа, млн. м³		Потенц содержание стаб. конденсата, г/м³	КИК, д. ед.	Начальные запасы конденсата, тыс. т		Накопленная добыча конденсата на 01.01.2026г, тыс. т	Остаточные запасы конденсата, тыс. т		
							пористости	газонасыщ.	начальное, Мпа	конечное, Мпа	начальное	конечное							геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые			геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые	
Газ газовых шапок																															
М-I	Северное поднятие	C ₁	ГНЗ	1136,3	1,5	1652	0,16	0,64	14,6	0,113	1,211	1	0,855	9,87	25	0,887	22,2	0,946	23,7	21,0	124,158	107,6	81,4	113,4	0,833	2,8	2,4	6,1	21,7	17,0	
		C ₁	ЧГЗ	8591,9	1,7	14467,9	0,16	0,64	14,6	0,113	1,211	1	0,855	9,87	220	0,887	195,1	0,946	208,1	184,6				113,4	0,833	24,9	20,8				
		C ₁	всего	9728,2	1,7	16119,9									245		217,3		231,8	205,6						27,8	23,1				
	Центральное поднятие	C ₁	ГНЗ	2666,9	1,4	3857,4	0,16	0,68	14,3	0,113	1,22	1	0,855	9,87	61	0,887	54,1	0,946	57,7	51,2	24,469	301,9	264,9	113,4	0,781	6,9	5,4	0,1	39,0	30,4	
		C ₁	ЧГЗ	8670,6	2,1	17871,7	0,16	0,68	14,3	0,113	1,22	1	0,855	9,87	284	0,887	251,8	0,946	268,7	238,2				113,4	0,781	32,2	25,2				
		C ₁	всего	11337,5	1,9	21729,1									345		305,9		326,4	289,4						39,1	30,6				
Итого по М-I		C ₁		21065,7	1,8	37849									590		523,2		558,1	494,9	148,627	409,5	346,3			66,9	53,7	6,2	60,7	47,5	
М-II-5	Центральное поднятие	C ₁	ГНЗ	1132,5	1,8	2027,34	0,17	0,55	14,3	0,113	1,22	1	0,855	9,87	28	0,787	22,0	0,946	26,5	20,8	68,466	19,5	0,7	113,4	0,545	3,2	1,7	7,3	3,3	-1,5	
		C ₁	ЧГЗ	2253,13	2,1	4767,75	0,17	0,55	14,3	0,113	1,22	1	0,855	9,87	65	0,787	51,1	0,946	61,5	48,3				113,4	0,545	7,4	4,0				
Итого по М-II--5		C ₁		3385,6	2,0	6795,1									93		73,1		88,0	69,2	3,027	0,8	0,0			10,5	5,7	0,3	0,2	0,0	
М-II-4а	Центральное поднятие	C ₁	ЧГЗ	311,3	0,7	233,4	0,13	0,57	14,3	0,113	1,22	1	0,855	9,87	3	0,787	2,4	0,946	2,8	2,3				127,6	0,545	0,4	0,2				
			ГНЗ	156,3	0,7	117,2	0,13	0,57	14,3	0,113	1,22	1	0,855	9,87	1	0,787	0,8	0,946	0,9	0,8				127,6	0,545	0,1	0,1				
М-II-4б	Центральное поднятие	C ₁	ГНЗ	493,1	1,2	596,3	0,1	0,71	14,3	0,113	1,22	1	0,855	9,87	6	0,787	4,7	0,946	5,7	4,4	4,446	1,2	0,0	127,6	0,545	0,8	0,4	0,4	0,3	0,0	
Итого по М-II-4		C ₁		961	1,0	947									10		7,9		9,5	7,5	7,473	2,0	0,0			1,3	0,7	0,7	0,6	0,0	
Всего по месторождению		C ₁				45591									693		604,2		655,6	571,6	224,566	431,0	347,0			78,7	60,1	14,2	64,5	45,9	

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

Месторождение разрабатывается с 1998г. В стадию промышленной разработки месторождение частично (по территории «КГМ») вступило в 2011г согласно «Технологической схеме разработки ...» 2011г [11], по контрактной территории «НК» (на Юго-Западном поднятии) период промышленной разработки начат с 2024г согласно «Дополнению к проекту разработки Юго-западного поднятия ...» [29].

Действующим проектным документом на совместную разработку по территориям двух недропользователей является «Анализ разработки ...» 2025г [34], где отмечалось о выделении на месторождении 4 эксплуатационных объектов:

- I объект – нефтегазоконденсатная залежь М-I (Северное поднятие, I, II блоки, Центральное поднятие);
- II объект – нефтяная залежь М-II-4 Северного поднятия;
- III объект – газоконденсатнонефтяная залежь М-II-5 Центрального поднятия, газоконденсатнонефтяная залежь М-II-4 Центрального поднятия;
- IV объект – нефтяная залежь М-I Юго-Западного поднятия.

Согласно письму МЭ РК №17-1-0/4275-вн от 01.07.2025г (на основе Протокола заседания ЦКРР РК №63/8 от 19.06.2025г) действующий отчет, имеющий силу проектного документа, был утвержден сроком на 3 года (на 2025-2027гг). Согласно утвержденному варианту на месторождении с целью оптимизации системы разработки предусматривалось уплотнение сетки скважин на всех эксплуатационных объектах в количестве 15 ед. (14 ед. на территории «КГМ» и 1 ед. на территории «НК»), организация системы ППД на I, II, IV(по территории «КГМ») эксплуатационном объектах при переводе под закачку 4 скважин, а также мероприятия по перевод скважин из наблюдательного в добывающий фонд (1 ед.) и расконсервации скважин (2 ед.). Все проектные решения за рентабельный период разработки проекта согласно рекомендуемому варианту в целом по месторождению приведены ниже:

- Проектный уровень добычи нефти – 76,0 тыс. т (в 2030г);
- Проектный уровень добычи сухого газа – 9,413 млн. м3 (в 2025г);
- Проектный уровень добычи конденсата – 0,1 тыс. т (2025-2030гг);
- КИН к концу разработки – 0,213 доли ед.;
- КИК к концу разработки – 0,189 доли ед.;
- КИГ к концу разработки – 0,412 доли ед.
- Проектные решения за утвержденный период проекта (2025-2027гг) согласно рекомендуемому варианту в целом по месторождению приведены ниже:

- Проектный уровень добычи нефти – 56,7 тыс. т (в 2026г);
- Проектный уровень добычи сухого газа – 9,413 млн. м3 (в 2025г);
- Проектный уровень добычи конденсата – 0,1 тыс. т (2025-2027гг);
- КИН к концу утвержденного периода – 0,101 доли ед.;
- КИК к концу утвержденного периода – 0,183 доли ед.;
- КИГ к концу утвержденного периода – 0,366 доли ед.

Текущее состояние разработки месторождения на дату настоящего проекта приведено по состоянию на 01.01.2026г, анализируемый период в разделах текущего состояния разработки составляет последние 5 лет (2021-2025гг), сравнение проектных и фактических показателей разработки (глава 9) составляет 3 года (2023-2025гг) с даты начала реализации действующих проектных документов на разработку.

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

3.1.1. Результаты простых и сложных видов гидродинамических исследований скважин, энергетическое состояние залежей

Анализ гидродинамических исследований скважин был выполнен на основе данных, предоставленных специалистами «КГМ» и «НК». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС), числящиеся на балансе «КГМ» проведены и интерпретированы компанией ТОО «Алстрон», а также самими специалистами «КГМ» с привлечением специалистов проектного института Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Скважины на балансе «НК» исследованы специалистами компании ТОО «Ойл-ГеоБурСервис», а также самими специалистами «НК». Интерпретация данных проводилась с помощью специализированного программного продукта «PanSystem». Замеры давлений и температуры при исследовании методом неустановившихся режимов, а именно КВД, КПД производились глубинными манометрами «PPS-25», «PTDK», при исследовании методами КВУ, КПУ динамические и статические уровни определялись уровнемерами «СУДОС-автомат 2», «СУДОС-автомат». Внедрение систем постоянного мониторинга давления и температуры на забоях в ряде скважин проведено в режиме online, отслеживающих наиболее важные показатели работы пласта и скважины. Автоматическая регистрация давления и температуры на забое скважины во время ее работы реализуется манометром-термометром PDTK. Вид такого манометра-термометра позволяет непрерывно регистрировать забойное давление, проводить сложные гидродинамические исследования без спуско-подъемных операций и длительных остановок скважин, фиксировать изменения забойного давления при изменении работы соседних скважин, что

является основным преимуществом данного метода. Однако, данные исследования на месторождении проведены непродолжительное время в течение 2018г по скважинам №№53, 56. По скважине №53 в октябре 2020г онлайн-манометр был снят в связи с установкой плунжер-лифта, по скважине №56 онлайн-манометр сняли в связи с установкой насоса УЭЦН.

Количество проведенных гидродинамических исследований по объектам с начала разработки представлено в таблице 3.1.1. Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин на дату действующего проектного документа и на текущую дату проекта по объектам приведено в таблице 3.1.4.

На 01.01.2026г с начала разработки на месторождении проведены гидродинамические исследования различных методов, включающий:

- Исследования методом неустановившихся режимов (КВД, КВУ, МУО, КПД);
- Исследования КПУ по нагнетательным скважинам;
- Замеры пластового и забойного давления;
- Online мониторинг.

Таблица 3.1.1 - Количество проведенных сложных исследований ГДИС по объектам с начала разработки

Объекты	Виды замеров					Итого
	КВД	КВУ	МУО	КПД	КПУ	
I	26	7	9	-	-	42
II	28	20	35	-	-	83
III	39	19	19	16	2	95
IV	-	3	-	-	2	5
Всего	93	49	63	16	4	225

С начала реализации действующего «Анализа разработки ...» [34], составленного по состоянию на 01.01.2025г, на месторождении силами «КГМ» были проведены в общей сложности 14 сложных исследований ГДИС, включающих 7 исследований КВД по 6 скважинам (№№14, 41, 55, 83, 103, 10Д), 5 исследований КВУ по 5 скважинам (№№47, 56, 60, 79, 102), 2 исследования КПД по 2 нагнетательным скважинам №№51, 61, а также 6 прямых замеров пластового давления манометром по 6 скважинам (№№23, 40, 41, 51, 53, 69). Однако, по результатам интерпретации отчетов исследований отмечается, что 2 исследования (2 исследования КВД по скважинам №№83 и 10Д от 15.10.2025г), не были приняты в учет в связи с непредставительностью полученных результатов по различным причинам, включающих невозможность интерпретации данных, низкие динамические уровни до и после проведения исследований, отсутствие стабилизированности давлений и периодическая эксплуатация скважин.

С учетом новых исследований, проведенных с начала реализации действующего «Анализа разработки ...», всего с начала разработки на месторождении проведено 225

сложных исследований ГДИС, из них 93 исследований КВД, 49 исследований КВУ, 63 исследований МУО, 16 исследований КПД, 4 исследований КПУ. Проведенные исследования и замеры позволили уточнить энергетическое состояние и гидродинамические свойства призабойной зоны скважин (ПЗС) и их средние значения по объектам. Результаты новых исследований ГДИС, проведенные с начала реализации действующего проектного документа за 2025г приведены в таблице 2.1.3 за исключением 2 непредставительных исследований КВД по скважинам №№83 и 10D.

При пересчете текущих фильтрационных свойств эксплуатационных объектов с учетом новых результатов ГДИС, наблюдается изменения со значениями, принятыми в действующем проектном документе на разработку месторождения (таблица 3.1.4).

Ниже приводится анализ гидродинамических исследований по объектам с начала разработки.

I объект (Северный, Центральный своды горизонта М-I)

На дату проекта в добывающем фонде I объекта эксплуатируется 1 скважина №55, которая разрабатывает газоконденсатные залежи горизонта М-I Центрального свода. Ранее эксплуатируемые на объекте газодобывающие скважины №№40, 47 и нефтедобывающая скважина №10D выбыли в течение 2024г. С начала реализации действующего проектного документа в течение 2025г по объекту проведено 2 исследования КВД по скважинам №№55 и 10D, из них исследование по скважине 10D оказалось непредставительным, так как согласно отчету исследования от 15.10.2025г забойное давление скважины после ее закрытия не было восстановлено, в связи с чем интерпретация данных не представлялась возможной. Также по скважинам №№23 и 40 были проведены прямые замеры пластового давления манометром.

Как видно из таблицы 3.1.4, значение проницаемости по объекту изменяется в пределах от $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1270 \cdot 10^{-3}$ мкм². Наибольшее значение проницаемости ($1270 \cdot 10^{-3}$ мкм²) было получено в районе скважины №10 по данным КВД от 11.03.2005г, наименьшее значение проницаемости получено по скважине №20D ($0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм²) по данным КВД от 30.06.2014г. В общей сложности по данным 33 исследований из 11 скважин (№№10, 40, 43, 47, 48, 55, 74, 75, 10D, 20D, 7D) среднее значение проницаемости по скважинам объекта составило $314,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², что незначительно выше принятого в действующем проектном документе значения проницаемости ($312,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Увеличение значения проницаемости в сравнении с ранее принятыми в действующем проектном документе происходит по причине новых данных, полученных по новому

исследованию КВД скважины №55 от 02.08.2025г, согласно которому проницаемость скважины составила $98,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По скважинам объекта наблюдается высокая степень загрязненности ПЗС при высоких значениях скин-фактора, изменяющиеся в пределах от 81,3 до -5. Широкий диапазон значений скин-факторов может быть вызвано другими факторами помимо загрязнения ПЗС, также на величину скин-фактора может повлиять турбулентность потока, несовершенство скважины, изменение свойств флюида при выделении газа и т.д. Значение скин-фактора скважины №55 по данным последнего исследований КВД от 02.08.2025г составило 26,3.

Наиболее низкое значение коэффициента продуктивности было получено по скважине №74 ($0,3 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$) по данным КВУ от 08.03.2020г, наиболее высокое значение коэффициента продуктивности получено по скважине №10 ($50,1 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$) по данным КВД от 28.11.2002г. Значение продуктивности по последним замерам КВД скважины №55 от 02.08.2025г составило $1,2 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. Среднее значение коэффициента продуктивности по данным всех проведенных 32 исследований по 10 скважинам составляет $17,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что незначительно ниже значения, принятого в «Анализе разработки ...» ($17,8 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$).

Начальное пластовое давление по объекту было принято на уровне 15,2 МПа, при давлении насыщения 12,5 МПа. При определении текущего пластового давления объекта (с приведением на уровень ВНК) были усреднены результаты проведенных исследований по данным сложных ГДИС (КВД), проведенные за период 2024-2025гг. Замер пластового давления скважины №23 (4,3 МПа), полученное по данным прямого замера пластового давления не было учтено по причине непредставительности и неточности данных в отличие от сложных исследований КВД. Таким образом, текущее пластовое давление I объекта было принято по данным следующих скважин:

- по скважине №40 – 7,0 МПа по данным КВД от 1.04.2024г;
- по скважине №10D – 5,5 МПа по данным КВД от 26.08.2024г;
- по скважине №55 – 6,9 МПа по данным КВД от 02.08.2025г.

В результате осреднения результатов 3 исследований по 3 скважинам среднее текущее пластовое давление по объекту составило 6,5 МПа, что выше значения, принятого в действующем проектном документе 6,0 МПа. Динамика средних значений пластового и забойного давления по I объекту за период 2014-2025гг приведены ниже на рисунке 3.1.1.

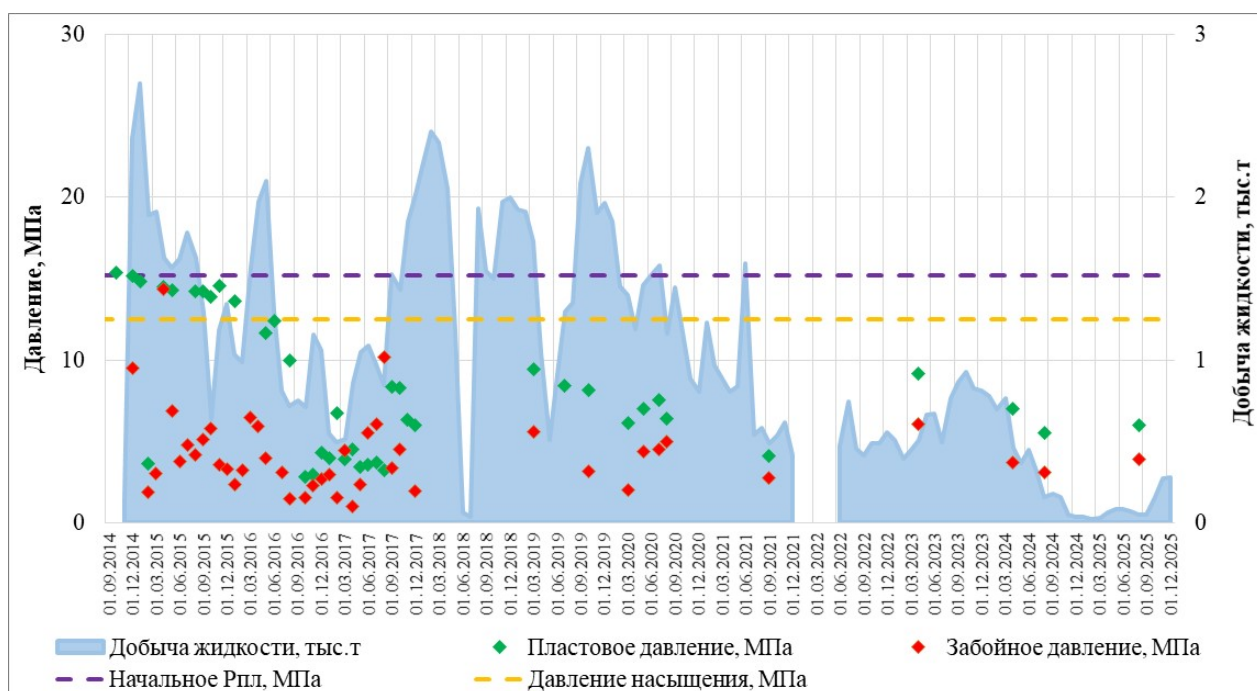


Рисунок 3.1.1 - Динамика изменения пластового и забойного давления I объекта

II объект (Северный свод, горизонт М-II-4)

В добывающем фонде II объекта числятся 9 скважин (№№14, 47, 49, 73, 76, 83, 103, 104, 105), на дату проекта 8 скважин находятся в действии, 1 скважина в бездействии (№105). С начала реализации действующего проектного документа по объекту было проведено всего 5 новых исследований ГДИС, включающие 4 исследования КВД по скважинам №№14, 83 и 103 и 1 исследование КВУ по скважине №47. Из них, 1 исследование КВД по скважинам №83 от 15.10.2025г не является представительным по причине низких значений динамического уровня и периодической эксплуатации скважины, достоверность исследований скважины были определены как неуспешные и не были приняты в учет текущего пластового давления и гидродинамических параметров объекта. Таким образом, в течение отчетного периода только 3 исследования КВД по скважинам №№14, 103 и 1 исследование КВУ по скважине №47 было принято в учет и позволило уточнить энергетическое состояние и гидродинамические свойства объекта.

Значение проницаемости изменяется в пределах от $0,3$ до $231,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², составляя в среднем $27,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², что незначительно ниже значения, принятого в действующем проектном документе ($28,7 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Наибольшее значение проницаемости ($231,4 \cdot 10^{-3}$ мкм²) получено в районе скважины №49 по данным исследования КВУ от 29.12.2016г, наименьшее значение проницаемости ($0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм²) получено в районе скважины №14 по данным исследования КВУ от 01.08.2017г.

Среднее значение коэффициента продуктивности составляет $7,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что незначительно ниже значения, принятого в действующем проектном документе ($7,4$

м³/(сут*МПа)). Наиболее низкое значение коэффициента продуктивности получено по скважине №103 (0,01 м³/сут*МПа) по данным исследования КВД от 28.05.2025г, проведенного за отчетный период. Наивысшее значение коэффициента продуктивности получено по скважине №49 (54,9 м³/сут*МПа) по исследованию КВУ от 29.12.2016г.

Как видно из рисунка 3.1.2, снижения пластового давления не наблюдается, несмотря на разработку объекта без поддержания пластового давления, что связано с активностью законтурных вод, что также подтверждается высокой обводненностью в продукции добывающих скважин. За отчетный период наблюдается обратная ситуация с повышением текущего пластового давления относительно значения, принятого в действующем проектном документе, обусловленное пересчетом значений с учетом новых исследований отчетного периода. При начальном пластовом давлении 15,3 МПа и давлении насыщения 11,7 МПа, текущее пластовое давление объекта составило 14,1 МПа, что выше уровня значения, принятого в действующем проектном документе 12,0 МПа. Текущее пластовое давление было определено как среднее значение пластовых давлений скважин, приведенных на уровень ВНК, полученных по результатам следующих исследований:

- по скважине №49 – 14,4 МПа по данным КВУ от 31.07.2023г;
- по скважине №76 – 16,9 МПа по данным КВУ от 11.08.2023г;
- по скважине №103 – 10,4 МПа по данным КВД от 28.05.2025г;
- по скважине №47 – 14,8 МПа по данным КВУ от 17.12.2025г.

Пластовое давление по скважине №14, приведенное на уровень ВНК и определенное как 4,2 МПа по данным исследования КВД от 26.12.2025г не было принято в учет в связи с непредставительностью данных и заниженным значением в сравнении с данными других скважин.

Динамика энергетического состояния объекта графически приведено ниже на рисунке 3.1.2.

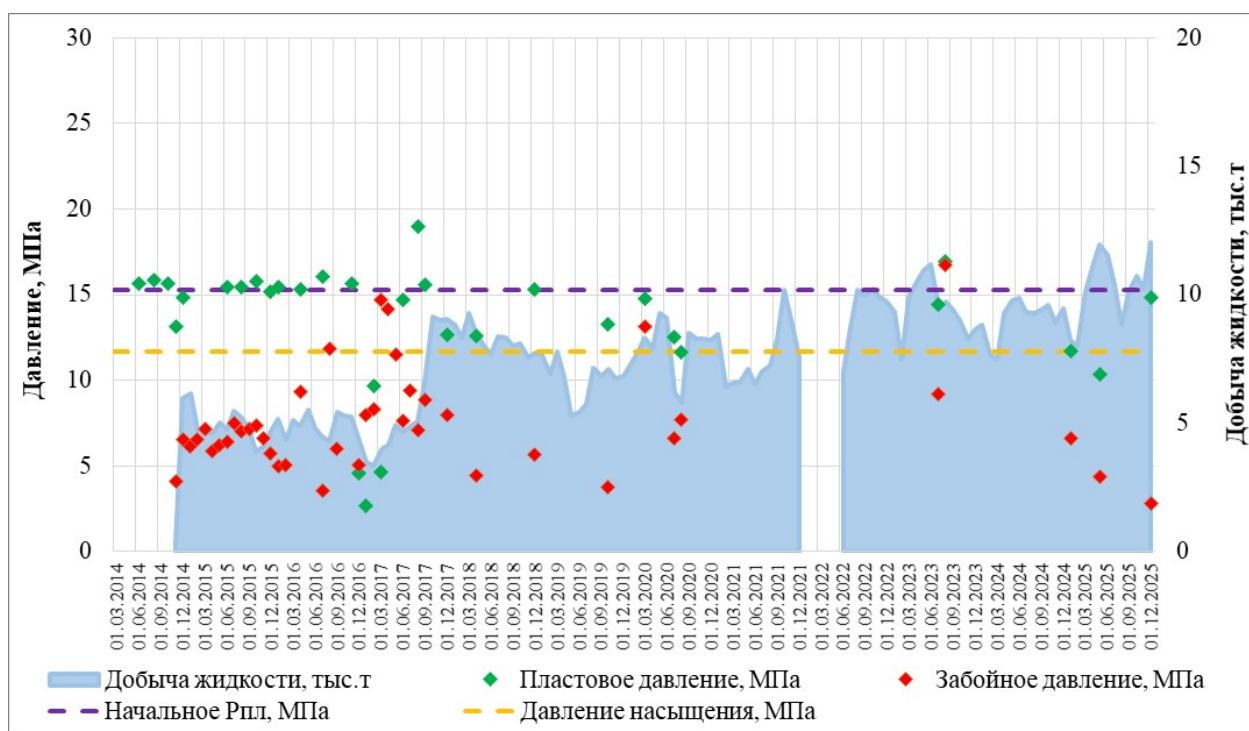


Рисунок 3.1.2 - Динамика изменения пластового и забойного давления II объекта

III объект (Центральный свод, горизонты М-II-4, М-II-5)

В добывающем фонде объекта находятся 6 скважин (№№8, 26, 50, 56, 60, 82), все скважины на дату проекта находятся в действии. За отчетный период по объекту было проведено 1 исследования КВД по 1 скважине (№41), 3 исследования КВУ по 3 скважинам (№№56, 60, 79), 2 исследования КПД по 2 скважинам (№№51, 61), а также 4 прямых замера пластового давления манометром по 4 скважинам (№№41, 51, 53, 69).

Согласно проведенным исследованиям (по данным 74 исследований по 21 скважине) значение проницаемости изменяется в пределах от 0,1 до $81,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², составляя в среднем $11,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², что незначительно больше значения, принятого на дату действующего проектного документа – $11,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², что связано с пересчетом значений с учетом новых 6 исследований КВД, КВУ и КПД. Наибольшее значение проницаемости по ранее проведенным исследованиям было получено в районе скважины №8 ($81,8 \cdot 10^{-3}$ мкм²) по данным КВУ от 30.09.2015г, низкое значение проницаемости получено в районе скважины №50 ($0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) по данным КВД от 25.01.2016г.

Осредненное значение коэффициента продуктивности, рассчитанное по данным 59 исследований по 19 добывающим скважинам, составляет $9,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что незначительно ниже значения, принятого в действующем проектном документе ($9,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$). Наиболее низкие значения коэффициента продуктивности были получены по скважинам №№26, 60, 79 ($0,3 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$) при значении скин-фактора по скважинам в диапазоне от -4,2 до 8,5. Низкое значение коэффициента продуктивности связано с низкой

проницаемостью по скважинам на уровне от 3,7 до $26,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². По результатам и с учетом новых исследований, проведенных в 2025г, наблюдается уменьшение продуктивности по ряду скважин – №№56, 60, 79. Возможной причиной снижения коэффициента продуктивности является падение пластового давления до уровня или ниже давления насыщения (11,6 МПа) в районах данных скважин, что привело к частичному разгазированию нефти в пласте. При разгазировании нефти увеличивается фазовая проницаемость по газу, соответственно замедляя или блокируя передвижение нефти по пласту. Наивысшее значение продуктивности 111,8 м³/сут*МПа было получено по скважине №8 по данным КВУ от 30.09.2015г, скважина находится в обособленном районе на II блоке Центрального свода, разделенного от основной залежи разломом f_1 .

Сравнение результатов ГДИС (таблица 3.1.4) показывает, что в целом по объекту фильтрационные свойства изменились и по всем параметрам отмечается незначительное снижение текущих значений относительно значений, приведенных на дату проектного документа, кроме значения проницаемости, что обусловлено новыми данными ГДИС за 2025г и пересчетом на их основе параметров гидродинамических свойств.

Начальное пластовое давление по объекту было принято на уровне 15,2 МПа, при давлении насыщения 11,6 МПа. Текущее пересчитанное пластовое давление по объекту составило 12,9 МПа (выше принятого в действующем проектном документе пластового давления 12,3 МПа) по данным замеров следующих скважин:

- по скважине №26 – 13,2 МПа по данным КВУ от 9.09.2021г;
- по скважине №41 (нагнетательная) – 15,8 МПа по данным КВД от 18.09.2025г;
- по скважине №51 (нагнетательная) – 13,4 МПа по данным КПД от 18.09.2025г;
- по скважине №56 – 12,0 МПа по данным КВУ от 01.08.2025г;
- по скважине №60 – 9,7 МПа по данным КВУ от 01.08.2025г;
- по скважине №69 – 15,9 МПа по данным прямого замера от 03.08.2025г;
- по скважине №79 – 11,0 МПа по данным КВУ от 17.10.2025г;
- по скважине №82 – 12,2 МПа по данным КВУ от 08.08.2024г.

При пересчете пластового давления были приняты в учет значения нагнетательных скважин №№41 и 51, так как на дату исследований (18.09.2025г) данные скважины находились в бездействии с начала года и повышение пластового давления не происходит по причине закачки воды, а принимаются как восстановленное пластовое давление залежи. После проведения исследований нагнетательные скважины №№41 и 51 были подключены соответственно 21.09.2025г и 22.09.2025г после даты исследований. При этом данные пластового давления нагнетательной скважины №61 (14,8 МПа) не были приняты в учет, так как скважина эксплуатировалась без остановок и повышение пластового давления в

данной скважине обусловлено именно закачкой воды и давлением нагнетания. Также не учитывались данные наблюдательной скважины №53, так значение пластового давления скважины, приведенное на уровень ВНК составило 6,7 МПа, что выбивается из общей картины и принято как непредставительное как замер простого исследования ГДИС манометром в сравнении со сложными исследованиями КВД, КПД, КВУ других соседних скважин объекта.

Динамика пластового и забойного давления по III объекту приведены на рисунке 3.1.3.

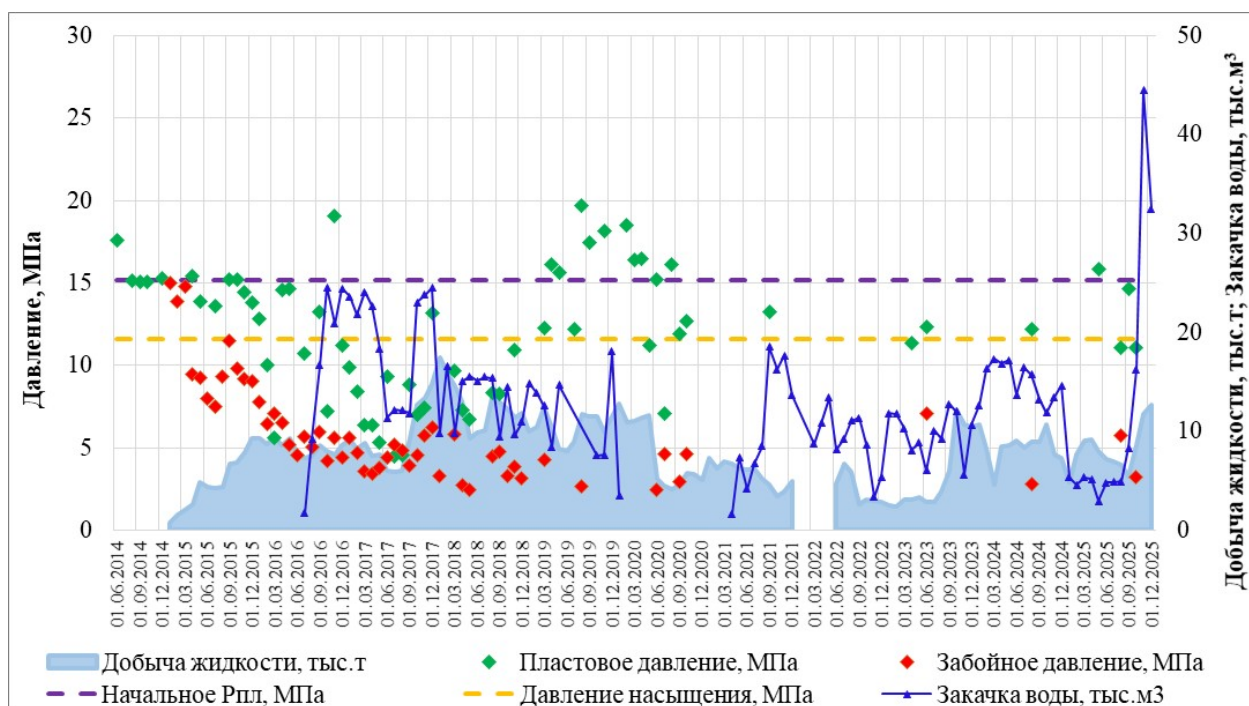


Рисунок 3.1.3 - Динамика изменения пластового и забойного давления III объекта

IV объект (Юго-Западный свод, горизонт М-I)

В добывающем фонде IV объекта числятся 7 скважин, из них на балансе «КГМ» – 4 скважины (№№72, 101, 102, 107), все скважины на дату проекта в действии. На балансе «НК» числятся 3 скважины (№№А-1, А-10, А-11), все скважины в действии. За отчетный период по объекту было проведено 1 исследование КВУ по скважине №102.

Согласно проведенным 5 исследованиям ГДИС, значение проницаемости изменяется в пределах от 0,03 до $8,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², составляя в среднем $2,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², что незначительно больше значения, утвержденного на дату действующего проекта $2,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Наибольшее значение проницаемости по ранее проведенным исследованиям было получено в районе скважины №72 ($8,4 \cdot 10^{-3}$ мкм²), самое низкое значение проницаемости получено в районе скважины №А-11 ($0,03 \cdot 10^{-3}$ мкм²) по данным КВУ от 04.02.2024г.

Среднее значение коэффициента продуктивности составляет $0,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что сравнительно ниже значения, принятого в действующем проектом документе $1,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Наиболее низкое значение коэффициента продуктивности получено по

скважине №А-11 ($0,02 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$) при значении скин-фактора 1,4, что связано с низкой проницаемостью по скважине $0,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Максимальное значение продуктивности $1,9 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ было получено по скважине №А-10 по данным КПУ от 10.01.2024г.

Сравнение текущих результатов гидродинамических свойств по данным ГДИС с проектными значениями показывает, что в целом по объекту фильтрационные свойства изменились с учетом пересчета свойств с учетом нового исследования КВУ скважины №102 от 30.04.2025г – отмечается уменьшение продуктивности с 1,1 до $0,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, увеличение гидропроводности с 0,0006 до $0,0034 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, увеличение пьезопроводности с 0,0184 до $0,0293 \text{ м}^2/\text{с}$, увеличение проницаемости с 2,7 до $2,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Начальное пластовое давление по объекту было принято на уровне 10,8 МПа, при давлении насыщения 7,2 МПа. Текущее пересчитанное пластовое давление по объекту составило 9,4 МПа (при 10,1 МПа на дату действующего проектного документа) по данным замеров следующих скважин:

- по скважине №72 («КГМ») – 10,3 МПа по данным КВУ от 6.12.2021г;
- по скважине №А-1 («НК») – 9,5 МПа по данным КПУ от 21.12.2024г;
- по скважине №А-10 («НК») – 11,1 МПа по данным КПУ от 10.01.2024г;
- по скважине №А-11 («НК») – 9,4 МПа по данным КПУ от 04.02.2024г;
- по скважине №102 («КГМ») – 6,8 МПа по данным КВУ от 30.04.2025г.

Динамика пластового и забойного давления по IV объекту приведены ниже на рисунке 3.1.4.

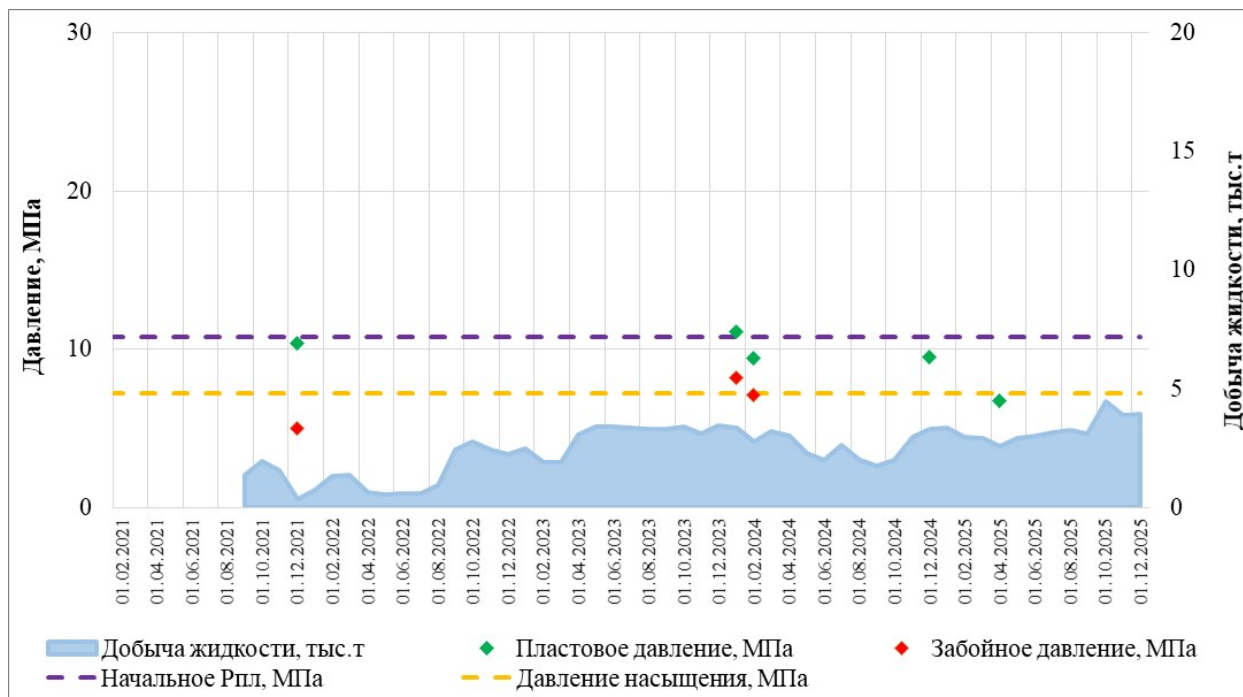


Рисунок 3.1.4 - Динамика изменения пластового и забойного давления IV объекта

Ниже в таблице 3.1.2 приведена динамика пластового давления, определенного по исследованиям сложных и простых ГДИС в соответствующий период, приведенных на уровень ВНК по эксплуатационным объектам за последние 5 лет (2021-2025гг).

Таблица 3.1.1 - Динамика пластового давления по объектам за период 2021-2025гг

Годы	2021	2022	2023	2024	2025
Пластовое давление по I объекту, МПа	8,1	6,2	6,7	6,0	6,5
Пластовое давление по II объекту, МПа	12,0	12,0	12,0	12,0	14,1
Пластовое давление по III объекту, МПа	11,1	11,5	13,1	12,3	12,9
Пластовое давление по IV объекту по «КГМ», МПа	10,3	10,3	10,3	10,3	8,6
Пластовое давление по IV объекту по «НК», МПа	-	-	-	10,0	10,0
Пластовое давление в целом по IV объекту, МПа	9,9	9,9	9,9	12,3	9,4

Таблица 3.1.3 - Результаты новых исследований ГДИС, проведенных за 2025г

№ скважины	Категория	Свод	Горизонт	Объект	Вид исследования	Дата исследования	Пластовое давление по замеру на ВИП*, МПа	Пластовое давление, приведенное на ВНК, МПа	Забойное давление по замеру на ВИП*, МПа	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²	Скин-фактор	Коэффициент продуктивности/приемистости, м ³ /сут/МПа	Удельный коэффициент продуктивности/приемистости, м ³ /сут/МПа	Пьезопроводность, м ² /с	Гидропроводность, 10 ⁻³ мкм ² *м/ (мПа*с)
55	доб. фонд	Центр. свод	М-I	I	КВД	02-08.08.2025	6,1	6,9	3,9	98,0	26,3	1,2	0,2	6,74	0,0001
40	набл. фонд	Центр. свод	М-I	I	Замер Рпл	02.08.2025	5,9	6,8	-	-	-	-	-	-	-
23	набл. фонд	Сев. свод	М-I	I	Замер Рпл	04.08.2025	3,9	4,3	-	-	-	-	-	-	-
103	доб. фонд	Сев. свод	М-II-4	II	КВД	28.05.2025	10,2	10,4	4,4	0,5	-3,5	0,01	0,002	0,001	0,0005
103	доб. фонд	Сев. свод	М-II-4	II	КВД	15.10.2025	11,5	11,7	6,6	2,5	-0,9	0,1	0,01	0,006	0,0023
47	доб. фонд	Сев. свод	М-II-4	II	КВУ	17.12.2025	14,8	14,8	2,8	1,9	-3,9	0,04	0,01	0,013	0,0010
14	доб. фонд	Сев. свод	М-II-4	II	КВД	26.12.2025	4,1	4,2	3,8	-	-	-	-	-	-
61	нагн. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	КПД	01-15.05.2025	14,5	14,8	19,6	44,7	-6,8	3,4	0,3	0,0752	0,0002
41	нагн. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	Замер Рпл	28.05.2025	16,0	16,4	-	-	-	-	-	-	-
51	нагн. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	Замер Рпл	28.05.2025	15,9	16,3	-	-	-	-	-	-	-
56	доб. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	КВУ	01.08.2025	11,5	12,0	4,5	2,0	-5,9	0,7	0,1	0,019	0,0027
60	доб. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	КВУ	01.08.2025	9,5	9,7	6,9	24,7	-5,9	0,3	0,05	0,203	0,0087
53	набл. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	Замер Рпл	03.08.2025	5,9	6,7	-	-	-	-	-	-	-
69	набл. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	Замер Рпл	03.08.2025	15,9	15,9	-	-	-	-	-	-	-
51	нагн. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	КПД	18-29.09.2025	13,1	13,4	25,7	14,4	-5,3	1,7	0,2	0,024	0,0001
41	нагн. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	КВД	18.09-11.10.2025	15,4	15,8	22,4	4,0	-5,9	2,5	0,2	0,011	0,0001
79	набл. фонд	Центр. свод	М-II-4	III	КВУ	17.10.2025	12,1	11,0	3,2	3,7	-4,2	0,3	0,02	0,016	0,0033
102	доб. фонд	Юго-запад. свод	М-I	IV	КВУ	30.04.2025	6,4	6,8	-	3,2	-1,6	0,2	0,03	0,073	0,0148

Примечание: * – верхние интервалы перфорации

Таблица 3.1.4 - Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам

Наименование		I объект (Сев. и Центр. свод, горизонт М-I)				II объект (Сев. свод, горизонт М-II-4)				III объект (Центр. свод М-II-4, М-II-5)				IV объект (Юго-Запад. свод М-I)			
		Количество		Интервал изменения	Среднее значени е	Количество		Интервал изменения	Среднее значени е	Количество		Интервал изменения	Среднее значени е	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
		скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.		
На дату «Анализа разработки ...»	Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	15,2	1	1	-	15,3	1	1	-	15,2	1	1	10,8	10,8
	Текущее пластовое давление, МПа	6	6	4,1-7,0	6,0	5	5	7,1-14,8	12,0	9	9	7,0-16,4	12,3	4	4	9,4-11,1	10,1
	Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	9	31	0,3-50,1	17,8	6	58	0,2-54,9	7,4	19	56	0,3-111,8	9,7	4	4	0,02-1,9	1,1
	Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	9	31	0,05-45,6	13,9	6	58	0,02-11,4	1,3	19	56	0,03-7,9	0,8	4	4	0,004-0,5	0,2
	Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-	-	-	-	-	4	13	1,9-85,6	31,2	-	-	-	-
	Удельная приемистость, м³×10/м*сут*МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	4	13	0,2-14,8	3,8	-	-	-	-
	Гидропроводность, 10 ⁻³ мкм²*м/(мПа*с)	10	29	0,0002-0,248	0,0783	6	49	0,0005-0,0833	0,0194	21	63	0,0001-0,245	0,0198	4	4	0,0002-0,0008	0,0006
	Пьезопроводность, м²/с	10	29	0,0003-2,7	0,7534	6	49	0,0009-0,801	0,0754	21	64	0,0002-0,463	0,0582	4	4	0,0122-0,0314	0,0184
	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	10	32	0,3-1270	312,2	6	49	0,3-231,4	28,7	21	68	0,1-81,8	11,5	4	4	0,03-8,4	2,7

Продолжение таблицы 3.1.4

Наименование		I объект (Сев. и Центр. свод, горизонт М-I)				II объект (Сев. свод, горизонт М-II-4)				III объект (Центр. свод М-II-4, М-II-5)				IV объект (Юго-Запад. свод М-I)			
		Количество		Интервал изменения	Среднее значени е	Количество		Интервал изменения	Среднее значени е	Количество		Интервал изменения	Среднее значени е	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
		скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.			скв.	изм.		
На дату настоящего проекта	Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	15,2	1	1	-	15,3	1	1	-	15,2	1	1	10,8	10,8
	Текущее пластовое давление, МПа	3	3	5,5-7,0	6,5	4	4	10,4-16,9	14,1	8	8	9,7-15,9	12,9	5	5	6,8-11,1	9,4
	Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	10	32	0,3-50,1	17,3	8	61	0,01-54,9	7,1	19	59	0,3-111,8	9,3	5	5	0,02-1,9	0,9
	Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	10	32	0,05-45,6	13,4	8	61	0,002-11,4	1,2	19	59	0,02-7,9	0,7	5	5	0,004-0,5	0,2
	Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-	-	-	-	-	5	16	1,7-85,6	25,8	-	-	-	-
	Удельная приемистость, м³×10/м*сут*МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	5	16	0,2-14,8	3,1	-	-	-	-
	Гидропроводность, 10 ⁻³ мкм²*м/(мПа*с)	11	30	0,0001-0,248	0,0757	8	52	0,0005-0,0833	0,0183	21	69	0,0001-0,245	0,0183	5	5	0,0002-0,0148	0,0034
	Пьезопроводность, м²/с	11	30	0,0003-6,7	0,9529	8	52	0,0009-0,801	0,0714	21	70	0,0002-0,463	0,0582	5	5	0,0122-0,073	0,0293
	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	11	33	0,3-1270	314,4	8	52	0,3-231,4	27,1	21	74	0,1-81,8	11,8	5	5	0,03-8,4	2,8

3.1.2. Результаты трассерных исследований

С целью определения гидродинамической связи между нагнетательными скважинами и соседними добывающими скважинами, а также определения межпластовых перетоков, скорости фильтрации и проницаемости пласта, на месторождении силами «КГМ» проводятся трассерные исследования с охватом всего фонда нагнетательных и добывающих скважин, эксплуатирующихся на горизонте М-П-4 Центрального свода (III объект).

Индикаторный (трассерный) метод исследования межскважинного пространства нефтяной залежи основан на следующих принципах:

- введении через нагнетательные скважины в изучаемый пласт заданного объема меченой жидкости необходимой концентрации;
- оттеснении меченой жидкости к реагирующим эксплуатационным скважинам окружения путем последующей (непосредственно после закачки индикатора) непрерывной подачи воды в нагнетательную скважину;
- отборе проб добываемой жидкости для проведения анализа на содержание индикатора в лабораторных условиях;
- построении графика изменения во времени концентрации индикатора в выходящем из пласта потоке жидкости для каждой реагирующей добывающей скважины.

Проведенные трассерные исследования позволяют определить следующие параметры исследуемых скважин и характеристики горизонтов:

- гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами;
- межпластовые перетоки;
- скорость фильтрации меченой жидкости по пласту;
- распределение фильтрационных потоков в пласте;
- проницаемость зон пласта, по которым фильтруется меченая жидкость;
- объем пласта, через который фильтруется меченая жидкость;
- вклад нагнетаемой воды в обводненность продукции конкретной добывающей скважины;
- непроизводительную закачку нагнетаемой в пласт воды;
- влияние мероприятий по ВПП нагнетательных скважин на изменение фильтрационных потоков в пласте.

Для условий месторождения Аксай в качестве трассеров при проведении исследования выбраны следующие водорастворимые химические реагенты, обладающие

качествами хорошей растворимости в прослеживаемой жидкости и нерастворимостью в других насыщающих пласт флюидах, устойчивостью физико-химических свойств в пластовых условиях, отсутствием в пластовых жидкостях, высокой точностью и быстротой определения в широком диапазоне изменения концентрации:

- **Роданид натрия (натрий роданистый, тиоцианат натрия)** – соль натрия и роданистой кислоты. Широко применяется в карбонатных и терригенных породах. Хорошо растворяется в пластовых водах с минерализацией до 200 кг/м³ и pH 5-10. Предельная температура 200⁰С;
- **Нитрат натрия (натрий азотнокислый, натриевая селитра)** – соль азотной кислоты. В области pH от 5 до 9 адсорбция нитратов мала и составляет не более 5%. Натриевая селитра может быть применена при исследованиях терригенных и карбонатных пород, при температуре до 250⁰С и давлении 100 МПа, насыщенных нефтями с различным содержанием смолисто-парафинистых компонентов и пластовыми водами минерализацией до 300 кг/м³;
- **Карбамид (мочевина)** – диамид угольной кислоты. Может быть использован для изучения терригенных и карбонатных горных пород при температуре до 180⁰С. Он пригоден для коллекторов, насыщенных нефтями с различным содержанием смолисто-парафинистых компонентов и пластовыми водами минерализацией.

Процедура введения индикатора в пласт состоит из следующих этапов:

- Приготовление необходимого объема меченой жидкости с такой начальной концентрацией индикатора, которая обеспечит величину концентрации на выходе из контрольной добывающей скважины как минимум в 10 раз превышающую минимальное фиксируемое, используемыми приборами, значение концентрации этого типа индикатора – C_{min} . Это стандартное требование при проведении любых измерений;
- Собственно закачка меченой жидкости в нагнетательную скважину;
- Продавливание закачанной меченой жидкости в пласт с помощью нагнетаемой технической воды. При этом происходит значительное изменение концентрации индикатора из-за разбавления его за счет конвективного перемешивания в стволах нагнетательной и добывающей скважин и в самом пласте.

Выбор опытного участка, отбор проб на содержание индикаторов из выбранных нагнетательных скважин, в которые закачивалась меченая жидкость, и реагирующих окружающих добывающих скважин проводился специалистами «КГМ» и ТОО «Алстрон». Закачка индикаторов в нагнетательные скважины производилась агрегатом ЦА-320 в непрерывном режиме. Рабочий раствор готовился смешением расчетного количества

индикатора (по массе) и воды (по объему). Растворение химических реагентов производилось в мерной емкости агрегата ЦА-320 до их полного растворения. В процессе закачки фиксировалось время начала и конца закачки индикатора, объем меченой жидкости и давление закачки. После окончания закачки индикаторов скважины работали в обычном режиме заводнения. Пробы контролируемой жидкости отбирались с устья добывающих скважин. До начала индикаторных исследований из всех добывающих скважин отбирались «холостые» пробы и анализировались на содержание трассеров (определение фона) и построения калибровочных таблиц. Отбор проб воды объемом не менее 0,5 л (жидкости) из контрольных добывающих скважин для анализа на содержание индикатора начался в тот же день после начала закачки первого индикатора и проводился в следующей последовательности согласно утвержденному плану работ:

- 1-14 сутки – два раза в сутки;
- 15-30 сутки – один раз в сутки.

Закачка индикаторов (трассеров) на опытном участке (III объект, горизонт М-II-4 Центрального свода месторождения) проводилась в 3 этапа:

- в **I этап** (в период декабря 2019г) закачка трассеров в виде ионных индикаторов роданида натрия (700 кг) и нитрата натрия (1550 кг) велась в нагнетательные скважины №№68 и 69. В качестве контрольных добывающих скважин было выбрано 14 скважин – №№ 8, 41, 50, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 77, 78, 79, по результатам которых не было обнаружено гидродинамической связи между скважинами;
- во **II этап** (в период июля 2022г) закачка трассеров в виде ионных индикаторов роданида натрия (500 кг) и карбамида (3000 кг) велась в нагнетательные скважины №№41 и 51. В качестве контрольных добывающих скважин было выбрано 12 скважин – №№26, 40, 50, 53, 54, 55, 56, 57, 60, 61, 78, 79, по результатам которых из них была обнаружена гидродинамическая связь с 9 скважинами – №№26, 40, 50, 53, 55, 56, 57, 78, 79;
- в **III этап** (в период ноября 2024г) закачка трассеров в виде ионных индикаторов нитрата натрия (1500 кг) велась в нагнетательную скважину №61. В качестве контрольных добывающих скважин было выбрано 10 скважин – №№8, 50, 54, 56, 57, 60, 71, 77, 79, 82, по результатам которых из них была обнаружена гидродинамическая связь между 8 скважинами – №№8, 50, 54, 56, 60, 71, 77, 82.

Далее подробно описаны в деталях этапы закачки трассеров по материалам, предоставленным специалистами «КГМ» и ТОО «Алстрон».

І этап закачки трассеров

В период І этапа (декабрь 2019г) закачка трассеров проводилась по скважинам №№68 и 69, на тот момент числившихся в фонде нагнетательных скважин. Всего было произведено закачка 6 м³ раствора роданида натрия (по скважине №68) и 6 м³ раствора нитрата натрия (по скважине №68) соответственно. В качестве реагирующих были выбраны 14 добывающих скважин (№№8, 41, 50, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 77, 78, 79). Все пробы в количестве 462 ед. были отобраны в течение 30 дней после закачки и показали полное отсутствие индикатора. За весь период проведения трассерных исследований гидродинамическая связь по каналам не была установлена ни с одной из добывающих скважин. В связи с частыми и длительными остановками скважин №№41 и 54 для накопления уровня жидкости, а также, в связи с низкой обводненностью их продукции, получить достаточного количества представительных проб по этим скважинам не удалось, в связи с чем данные скважины были исключены из исследований. Также была исключена скважина №77, ушедшая на тот момент в наблюдательный фонд.

В приведенной ниже таблице 3.1.5 показаны данные о режиме работы нагнетательных скважин в период трассерных исследований, проводимых в декабре 2019г. Схема расположения скважин на участке по горизонту М-П-4 представлена на рисунке 3.1.5.

Таблица 3.1.5 - Режим закачки химреагентов в нагнетательные скважины №№68, 69 в І этап трассерных исследований

№ нагн. скв.	Горизонт	Наименование реагента	Общий расход химреагента, кг	Объем закачки, м ³	Давление закачки, бар
68	М-П-4	роданид натрия	700	6	117,7
69	М-П-4	нитрат натрия	1550	6	112,8

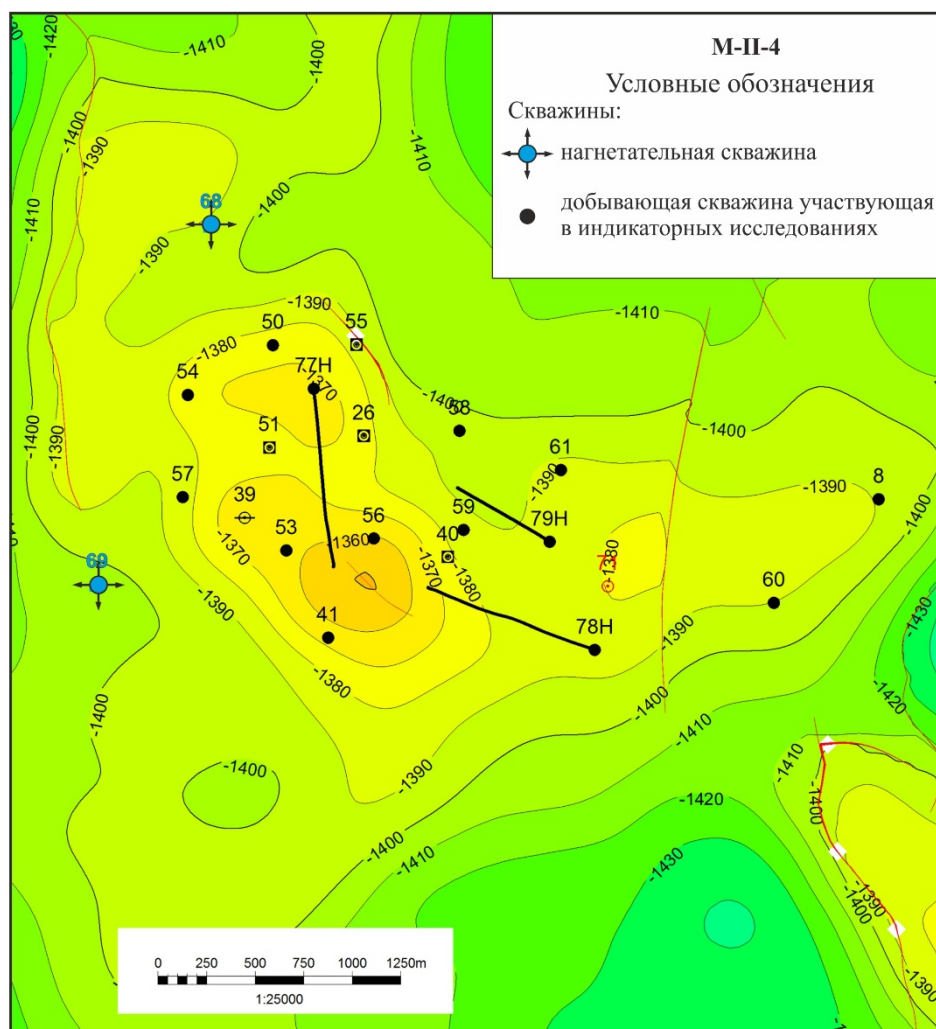


Рисунок 3.1.5 - Схема расположения скважин на участке нагнетательных скважин №№68, 69 в I этапе трассерных исследований

Анализируя карту обводненности исследуемого участка (рисунок 3.1.6) напрашивается вывод о том, что источником обводнения добывающих скважин является не вода системы ППД, а краевые (законтурные) воды. Наиболее обводненные скважины расположены на значительном удалении от нагнетательных скважин на тот момент скважин №68 и №69 и, как правило, в погруженной части месторождения вблизи водонефтяного контакта (ВНК). Напротив, ближайшие к нагнетательным добывающие скважины характеризуются, низкими дебитами и не значительной обводненностью продукции.

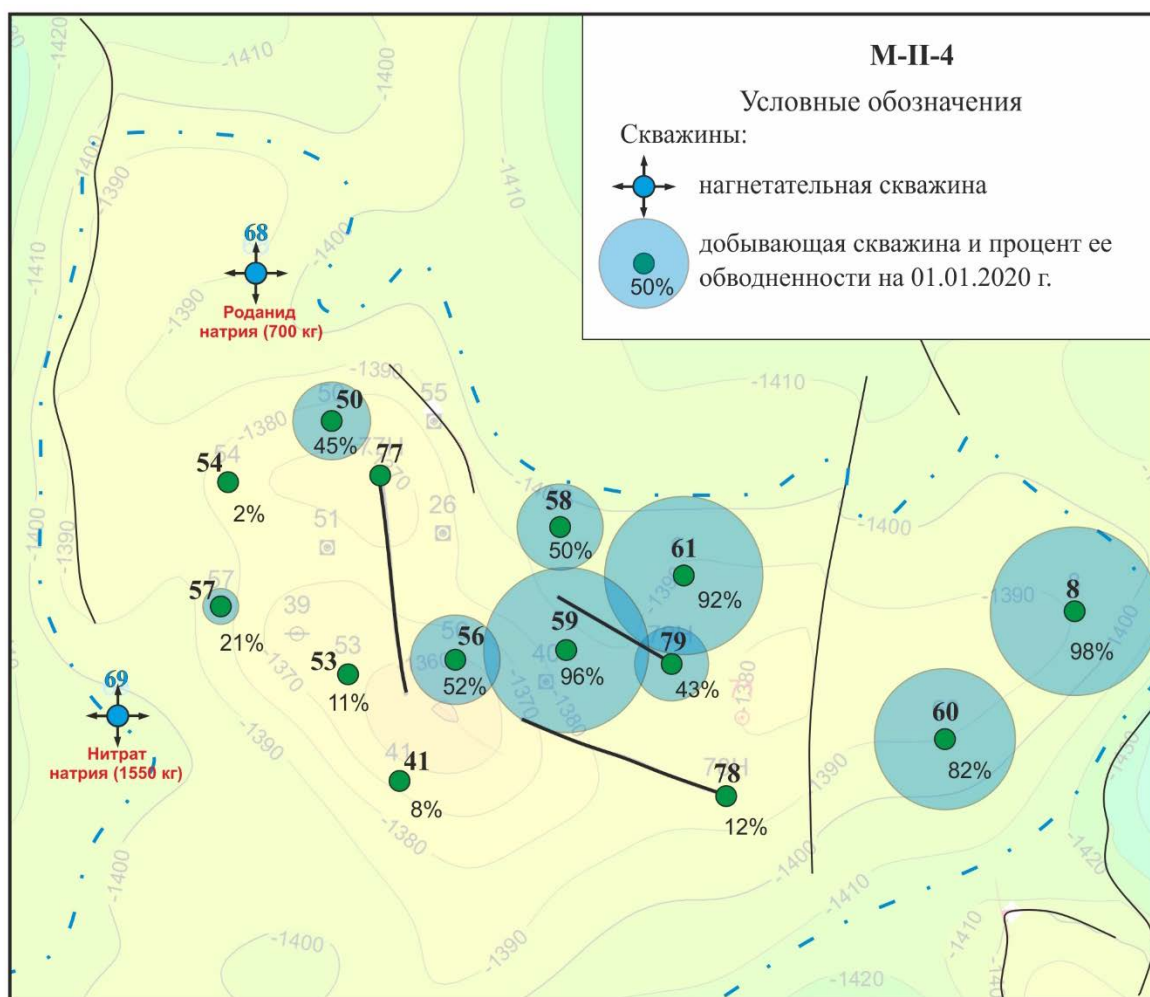


Рисунок 3.1.6 - Обводненность добывающих скважин на 01.01.2020г в период I этапа трассерных исследований

Отсутствие влияния нагнетательных скважин №68 и №69 на окружающие добывающие скважины подтверждается и динамикой обводненности продукции скважин. Как видно из рисунков 3.1.7 и 3.1.8, изменения в режиме закачки нагнетательных скважин не находят отражения в динамике обводненности продукции добывающих скважин. Рост обводненности в ближайших скважинах зачастую происходит во время длительных остановок нагнетательных скважин, а снижение – во время их пуска в работу. Также известно, что при прорывах воды от скважин системы ППД рост обводненности происходит, как правило, достаточно стремительно. На исследуемом участке такого резкого поднятия обводненности не наблюдается.

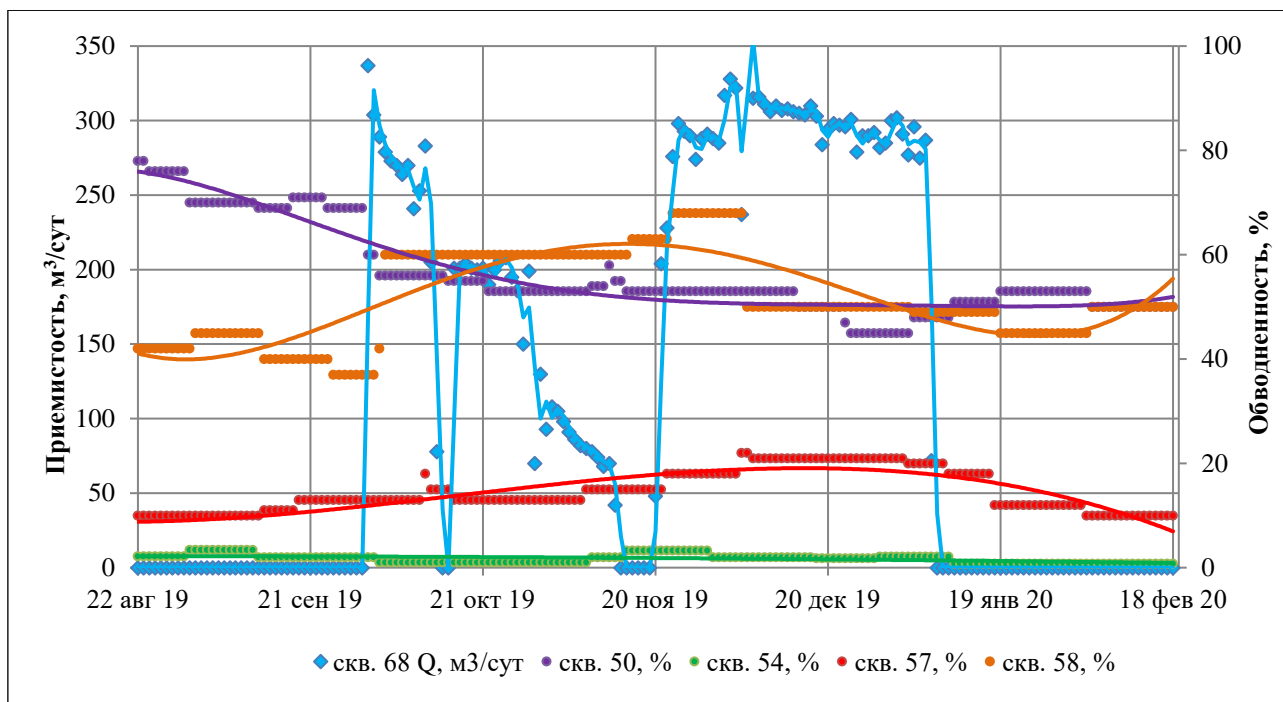


Рисунок 3.1.7 - Динамика обводнения добывающих скважин на участке нагнетательной скважины №68 в период I этапа трассерных исследований

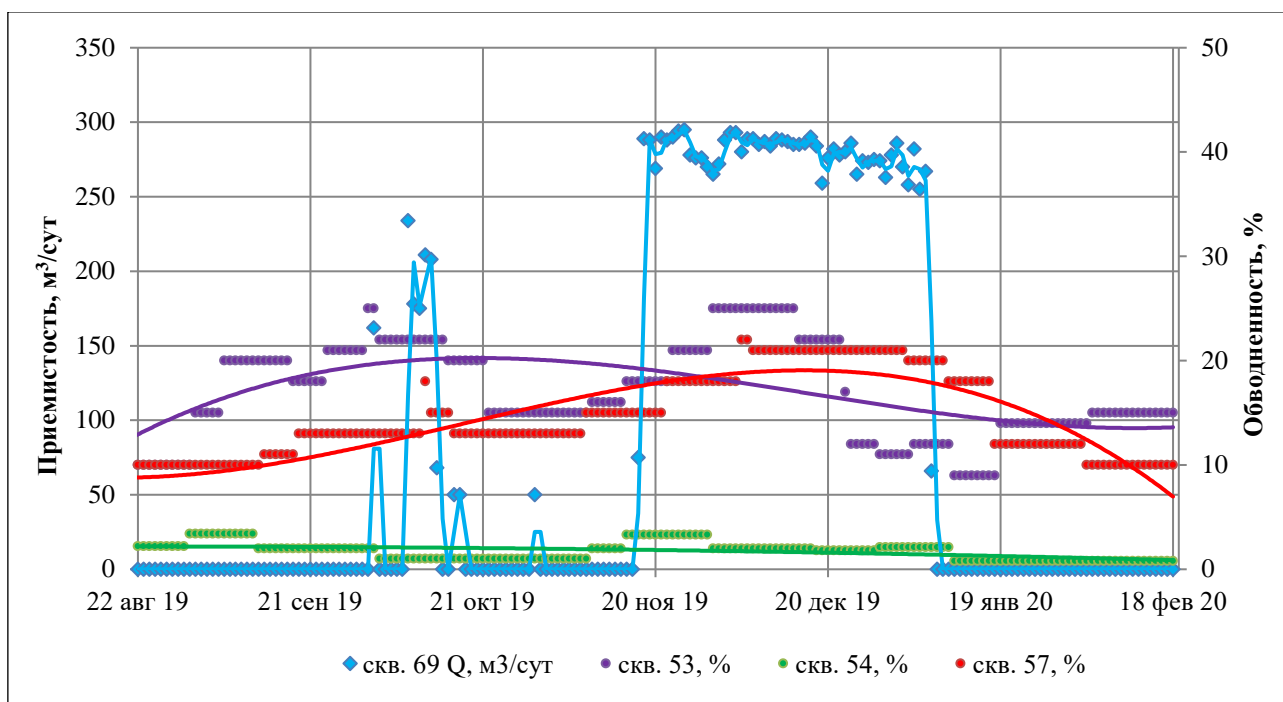


Рисунок 3.1.8 - Динамика обводнения добывающих скважин на участке нагнетательной скважины №69 в период I этапа трассерных исследований

Резюмируя результаты проведенных исследований I этапа отмечается, что закачиваемая в нагнетательные скважины №68 и №69 вода не вносит какого-либо вклада в поддержание энергетики пласта в районе соседних добывающих скважин. Основной уход закачиваемой жидкости возможен в смежные приконтурные зоны пласта или же в субмеридиональный разлом F_1 , расположенный к северу от скважины №69 и к западу от скважины №68 скважины. В пользу предположения о таком движении нагнетаемой

жидкости могут говорить и данные обработки КПД, полученные по нагнетательным скважинам №68 и 69 – где на обеих скважинах был определен билинейный режим течения (рисунки 3.1.9-3.1.10), что свидетельствует о наличии вертикальной трещины, а также выделены границы постоянного давления. В том числе на основе этих данных скважины №№68 и 69 были отключены от закачки по причине их неэффективности и отсутствия влияния на реагирующие скважины. Позже, в начале 2020г, скважины были переведены в фонд наблюдательных скважин.

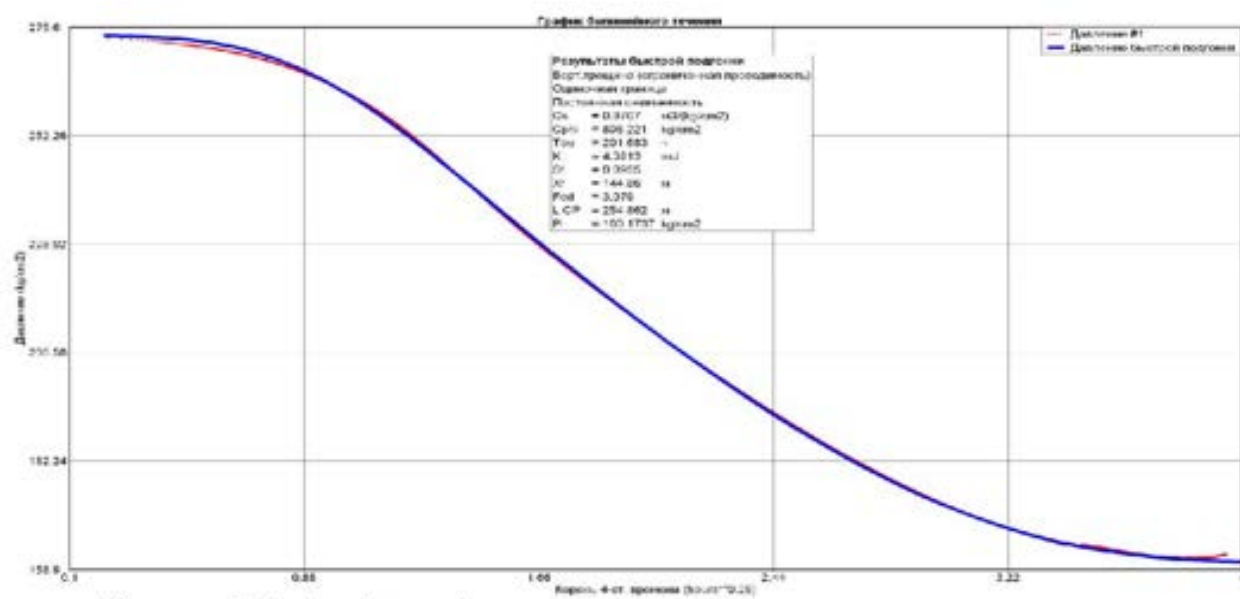


Рисунок 3.1.9 - График билинейного течения по скважине №68 по данным КПД от 29.05-09.06.2019г

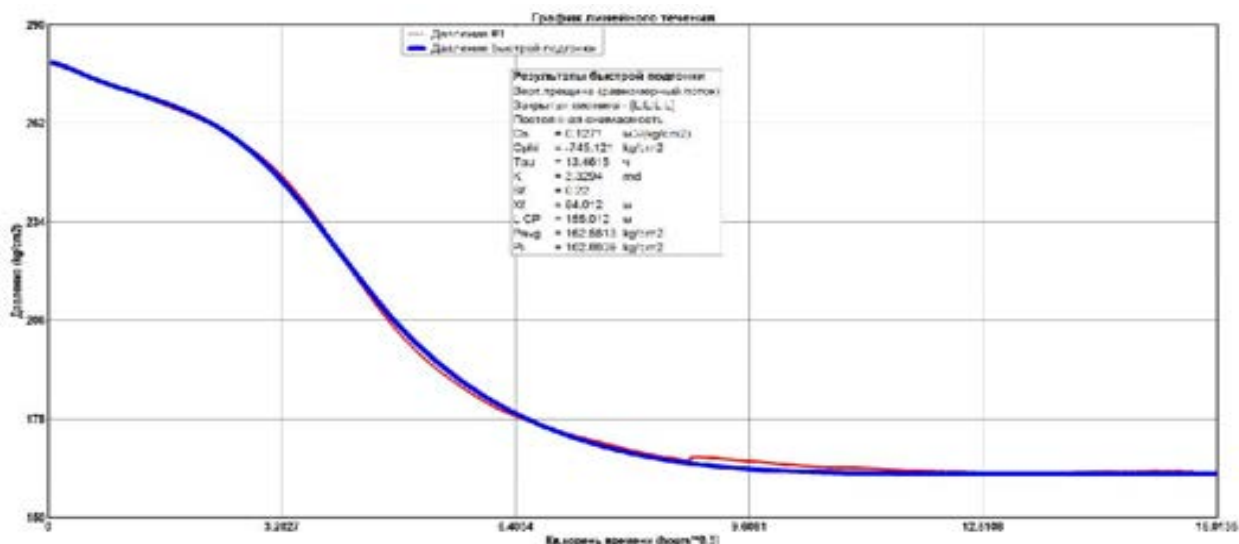


Рисунок 3.1.10 - График билинейного течения по скважине №69 по данным КПД от 29.05.-06.2019г

II этап закачки трассеров

В период II этапа (июль 2022г) закачка трассеров проводилась по скважинам №№41 и 51, числящиеся в фонде нагнетательных скважин с 2021г. Всего было произведено закачка 6 м³ раствора роданида натрия (по скважине №41) и 12 м³ раствора карбамида (по скважине №51) соответственно. В качестве реагирующих были выбраны 12 добывающих скважин –

№№26, 40, 50, 53, 54, 55, 56, 57, 60, 61, 78, 79. При этом, скважины №№54 и 61, присутствующие в плане работ, на всем протяжении исследования были остановлены, пробы по ним не отбирались.

Все пробы в количестве 482 ед. были отобраны в течение 30 дней после закачки и показали наличие гидродинамической связи по каналам между обеими закачиваемыми скважинами с 9 реагирующими скважинами – №№26, 40, 50, 53, 55, 56, 57, 78, 79. Уверенная гидродинамическая связь была установлена со всеми реагирующими скважинами за исключением скважины №60, располагающейся в восточной части исследуемого участка за разломом на значительном удалении.

В приведенной ниже таблице 3.1.6 показаны данные о режиме работы нагнетательных скважин. Схема расположения скважин на участке представлена на рисунке 3.1.11.

Таблица 3.1.6 - Режим закачки химреагентов в нагнетательные скважины №№41, 51 во II этап трассерных исследований

№ нагн. скв.	Горизонт	Наименование реагента	Общий расход химреагента, кг	Объем закачки, м ³	Давление закачки, бар
41	М-II-4	роданид натрия	500	6	86
51	М-II-4	карбамид	3000	12	84



Рисунок 3.1.11 - Схема расположения скважин на участке нагнетательных скважин №№41, 51 во II этапе трассерных исследований

При закачке трассеров в нагнетательную скважину №41 наибольший выход был зафиксирован по 3 скважинам – №26 (39,3%), №40 (26,0%) и №56 (26,7%), по которым суммарно вышло более 90% добытого трассера. По остальным скважинам выходы были незначительные и составили 3,1% (скважина №78), 2,1% (скважина №79), 0,9% (скважина №55), 0,8% (скважина №53), 0,6% (скважина №50 и №57). Количество извлеченного индикатора в процентах от всего добытого в районе нагнетательной скважины №41 представлено на рисунке 3.1.12.

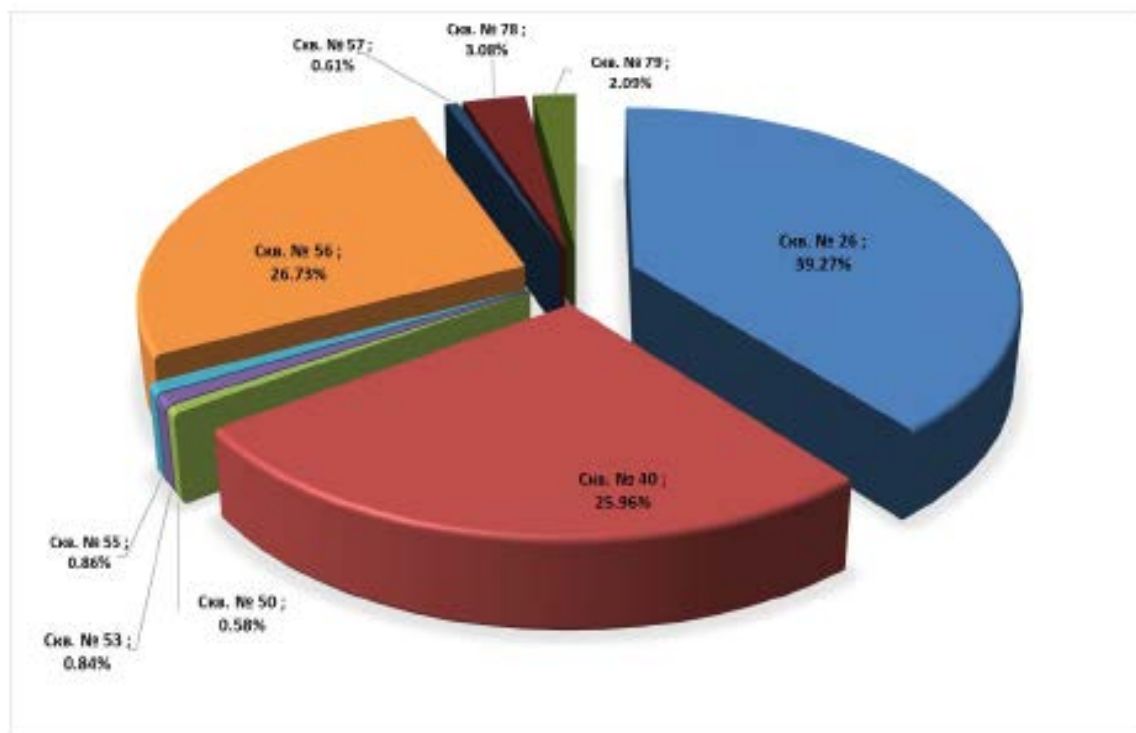


Рисунок 3.1.12 - Блок-диаграмма распределения извлеченного роданида по добывающим скважинам участка скважины №41

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределения скважин по средневзвешенной массе скоростей и проницаемостей (рисунки 3.1.13-3.1.14).



Рисунок 3.1.13 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе скоростей фильтрации трассера участка нагнетательной скважины №41



Рисунок 3.1.14 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей канала фильтрации участка нагнетательной скважины №41

Как видно из рисунка 3.1.13, наибольшие средневзвешенные по массе скорости перемещения меченой жидкости зафиксированы по направлению к наиболее высокодебитным скважинам №26 (438,0 м/сут), №56 (294,5 м/сут) и №40 (278,6 м/сут). По направлению к скважине №55 средневзвешенная скорость фильтрации трассера составила

138,2 м/сут. Скорость движения жидкости по направлению к остальным реагирующим скважинам, участвующим в исследовании, составила 92,7 м/сут (скважина №50), 81,1 м/сут (скважина №78), 71,0 м/сут (скважина №57), 52,8 м/сут (скважина №79) и 16,3 м/сут (скважина №53). Как видно из рисунка 3.1.14, максимальная средневзвешенная по массе выхода трассера проницаемость каналов выявлена по направлению к скважине №26 и составила 135,6 мкм². Также более высокими проницаемостями характеризуются каналы, направленные к скважинам №55 (58,6 мкм²), №40 (57,6 мкм²), №56 (53,8 мкм²) и №50 (39,0 мкм²). По направлению к остальным скважинам, средневзвешенная по массе выхода трассера проницаемость каналов составила 25,3 мкм² (скважина №57), 14,6 мкм² (скважина №78), 14,4 мкм² (скважина №79) и 5,2 мкм² (скважина №53). Суммарный объем каналов низкого фильтрационного сопротивления, выявленных в пределах участка нагнетательной скважины №41, составил 14,9 м³. Из них, основной объем приходится на каналы, выявленные по направлению к скважинам №26 – 5,2 м³, №56 – 4,0 м³ и №40 – 3,4 м³. Суммарно на поверхность было вынесено 4,5 кг индикатора, что составляет 0,91% от закачанной массы. Средняя скорость фильтрации трассера по каналам составила 162,6 м/сут. Средняя проницаемость каналов – 44,9 мкм². Суммарный объем каналов составил 14,9 м³.

На рисунке 3.1.15 приведена схема распределения роданида между добывающими скважинами.



Рисунок 3.1.15 - Схема выхода извлеченного индикатора роданида на участке нагнетательной скважины №41

При закачке трассеров в нагнетательную скважину №51 наибольший выход был зафиксирован по скважине №26 (41,9%), далее по скважинам №56 (28,3%), №40 (14,5%) и №53 (8,2%). По остальным скважинам выходы были заметно меньше и составили 2,2% (скважина №79), 1,8% (скважина №78), 1,5% (скважина №55), 1,0% (скважина №50), 0,7% (скважина №57). Количество извлеченного индикатора, в процентах от всего добытого в районе нагнетательной скважины №51 представлено на рисунке 3.1.16.

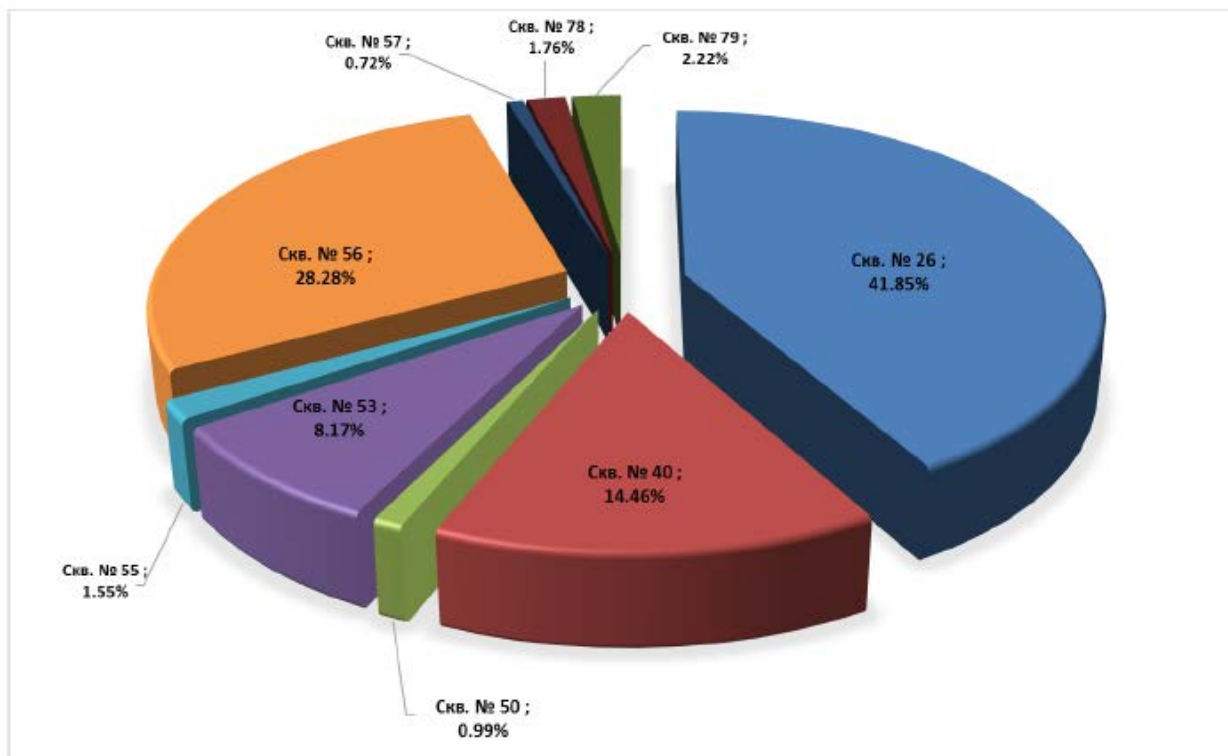


Рисунок 3.1.16 - Блок-диаграмма распределения извлеченного карбамида по добывающим скважинам участка скважины №51

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределения средневзвешенных по массе скоростей и проницаемости (рисунки 3.1.17-3.1.18).



Рисунок 3.1.17 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе скоростей фильтрации участка нагнетательной скважины №51



Рисунок 3.1.18 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей канала участка нагнетательной скважины №51

Как видно из рисунка 3.1.17, наибольшие средневзвешенные по массе скорости перемещения меченой жидкости зафиксированы по направлению к наиболее высокодебитным скважинам №56 (129,0 м/сут), №40 (123,4 м/сут) и №26 (113,7 м/сут). По направлению к остальным реагирующим скважинам, средневзвешенные скорости

распределились относительно равномерно и составили 50,7 м/сут (скважина №78), 46,1 м/сут (скважина №79), 37,4 м/сут (скважина №50), 32,7 м/сут (скважина №57) 30,3 м/сут (скважина №55) и 28,4 м/сут (скважина №53). Как видно из рисунка 3.1.18, наибольшие средневзвешенные по массе выхода трассера проницаемости каналов отмечаются по направлению к скважинам №40 (33,3 мкм²) и №56 (28,2 мкм²). Также несколько более высокими проницаемостями характеризуются каналы направленные к скважинам №78 (16,3 мкм²), №26 (14,6 мкм²), №79 (11,4 мкм²) и №53 (9,0 мкм²). По направлению к остальным скважинам, средневзвешенная по массе выхода трассера проницаемость каналов составила 5,4 мкм² (скважина №57), 5,3 мкм² (скважина №55) и 4,7 мкм² (скважина №50). Суммарный объем каналов низкого фильтрационного сопротивления, выявленных в пределах участка нагнетательной скважины №51, составил 7,4 м³. Из них, основной объем (более 6 м³) приходится на каналы, выявленные по направлению к скважинам №26 – 2,1 м³, №56 – 1,9 м³, №40 – 1,3 м³ и №53 – 1,1 м³. Суммарно на поверхность было вынесено 10,7 кг индикатора, что составляет 0,36% от закачанной массы. Средняя скорость фильтрации трассера по каналам составила 65,7 м/сут. Средняя проницаемость каналов – 14,3 мкм². Суммарный объем каналов составил 7,4 м³.

Ниже на рисунке 3.1.19 приведена схема распределения карбамида между добывающими скважинами.



Рисунок 3.1.19 - Схема выхода извлеченного индикатора карбамида на участке нагнетательной скважины №51

Анализируя результаты **II этапа** трассерных исследований на участке нагнетательных скважин №№41 и 51 были сделаны следующие выводы:

- Тектонический разлом F_1 , обозначенный на структурной карте целевого горизонта М-П-4 вблизи скважины №41 пронизаем и не оказывает значительного влияния на фильтрационные потоки;
- Основная масса (порядка 92% у скважины №41 и порядка 85% у скважины №51) индикаторов вышли по 3 реагирующим добывающим скважинам – №№26, 40 и 56;
- Высокие концентрации трассера отмечались в реагирующих скважинах уже в первые дни исследования;
- Ближайшая реагирующая скважина №53 сильно обводнена (99%), но выходы индикатора по ней зафиксированы только в последних пробах в самом конце исследования (на 13 сутки после закачки).

Подобное поведение распределения закачанных трассеров между скважинами добывающего окружения можно объяснить зоной повышенной проводимости, образовавшейся в результате проведения многостадийного ГРП в горизонтальной скважине №77 (рисунок 3.1.20). При проведении данных работ (16.12.2016г) отчетливые реакции по давлению отмечались на соседних скважинах №№51, 53 и 56 (рисунок 3.1.21), что свидетельствует о хорошей гидродинамической связи между этими скважинами.

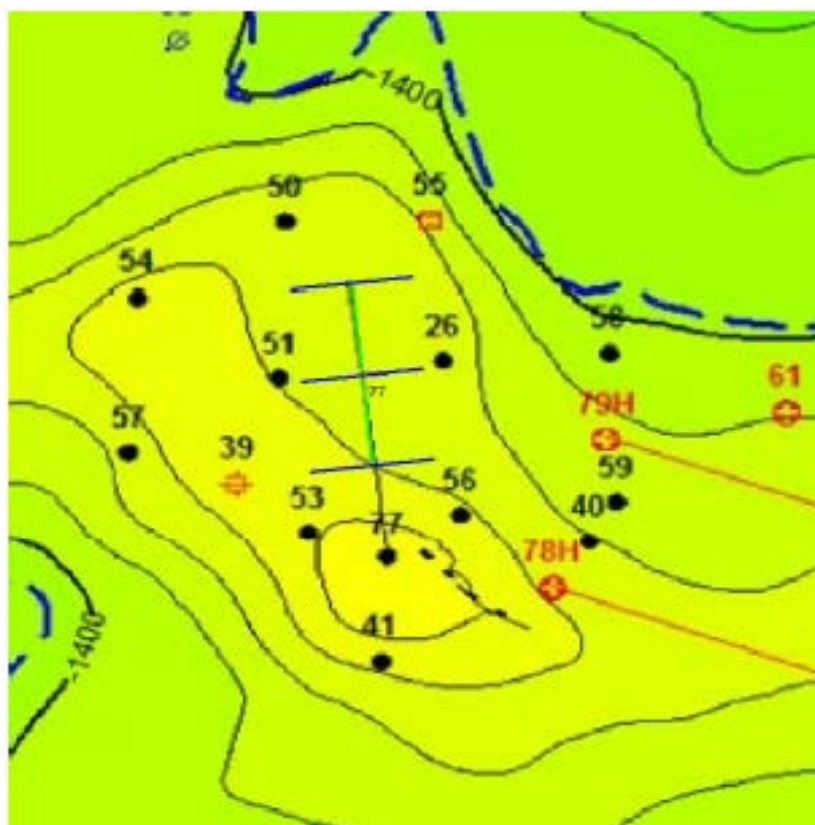


Рисунок 3.1.20 - ГРП на скважине №77

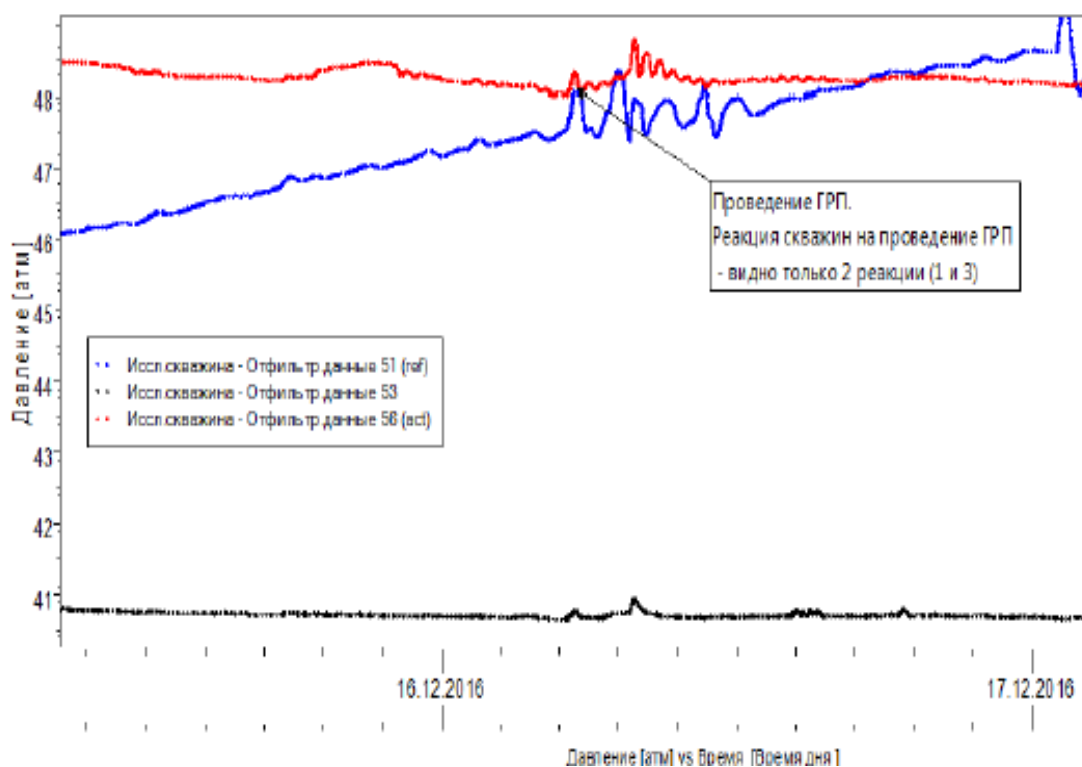


Рисунок 3.1..21 - Отклики ГРП на соседних скважинах

Низкий выход трассеров (0,8% роданида и 8,2% карбамида) и невысокая скорость фильтрации по направлению к близко расположенной и высокообводненной (99,0%) скважине №53 объясняется ее режимом – скважина работает самоизливом. Низкая депрессия на пласт обуславливает невысокие скорости фильтрации по направлению к ней и соответственно поздний выход закачанных трассеров. По направлению к наиболее реагируемым скважинам №№26, 40, 56 сформированы каналы низкого фильтрационного сопротивления достаточного объема, по которым часть нагнетаемой воды движется, не совершая полезной работы по вытеснению нефти. Для минимизации отрицательных моментов, связанных с процессами опережающей обводненности продукции добывающих скважин и для вовлечения новых слабодренлируемых участков разрабатываемого горизонта, следует рассмотреть возможность применения на нагнетательных скважинах методов выравнивания профиля приемистости. На всех реагирующих скважинах участка были получены многочисленные и уверенные выходы закачанного трассера, что свидетельствует о высокой достоверности результатов.

III этап закачки трассеров

Закачка трассеров в период **III этапа** проводилась в течение ноября 2024г на участке нагнетательной скважины №61, переведенной под закачку в 2024г. В качестве контрольных (реагирующих) скважин выбрано 10 добывающих скважин – №№8, 50, 54, 56, 57, 60, 71, 77, 79, 82. Из них, скважина №8 с 11.11.2024г по 29.11.2024г была остановлена по причине

ограничения воды, скважина №57 находилась в бездействии по причине отсутствия притока жидкости, скважина №79 была остановлена по причине ограничения воды. Всего по нагнетательной скважине №61 было закачено 6 м³ раствора нитрата натрия. Вместо скважины №57 по согласованию с Заказчиком были отобраны пробы из скважины №71. Отбор проб воды объемом не менее 0,5 л (жидкости) из контрольных добывающих скважин для анализа на содержание индикаторов начался в тот же день после начала закачки индикатора и проводился согласно утвержденным планам работ. Продолжительность отбора проб по скважинам могла быть откорректирована по согласованию с Заказчиком по результатам фактического выхода индикатора в процессе исследований. Все пробы в количестве 355 ед. были отобраны в течение 31 дня включительно после закачки, по итогам чего показали наличие гидродинамической связи по каналам между нагнетательной скважиной №61 с 8 реагирующими скважинами – №№8, 50, 54, 56, 60, 71, 77, 82. На скважине №56 первоначально выход нитрата натрия был зафиксирован на 3 сутки, а максимальная концентрация 3,7 мг/дм³ достигла на 15 день после закачки нитрата натрия по скважине №77.

В нижеприведенной таблице 3.1.7 показаны данные о режиме работы нагнетательной скважины №61. Схема расположения всех скважин на участке представлена на рисунке 3.1.22.

Таблица 3.1.7 - Режим закачки химреагентов в нагнетательной скважине №61 в III этап трассерных исследований

№ нагн. скв.	Горизонт	Наименование реагента	Общий расход химреагента, кг	Объем закачки, м ³	Давление закачки, бар
61	М-II-4	нитрат натрия	1500	6	48,4

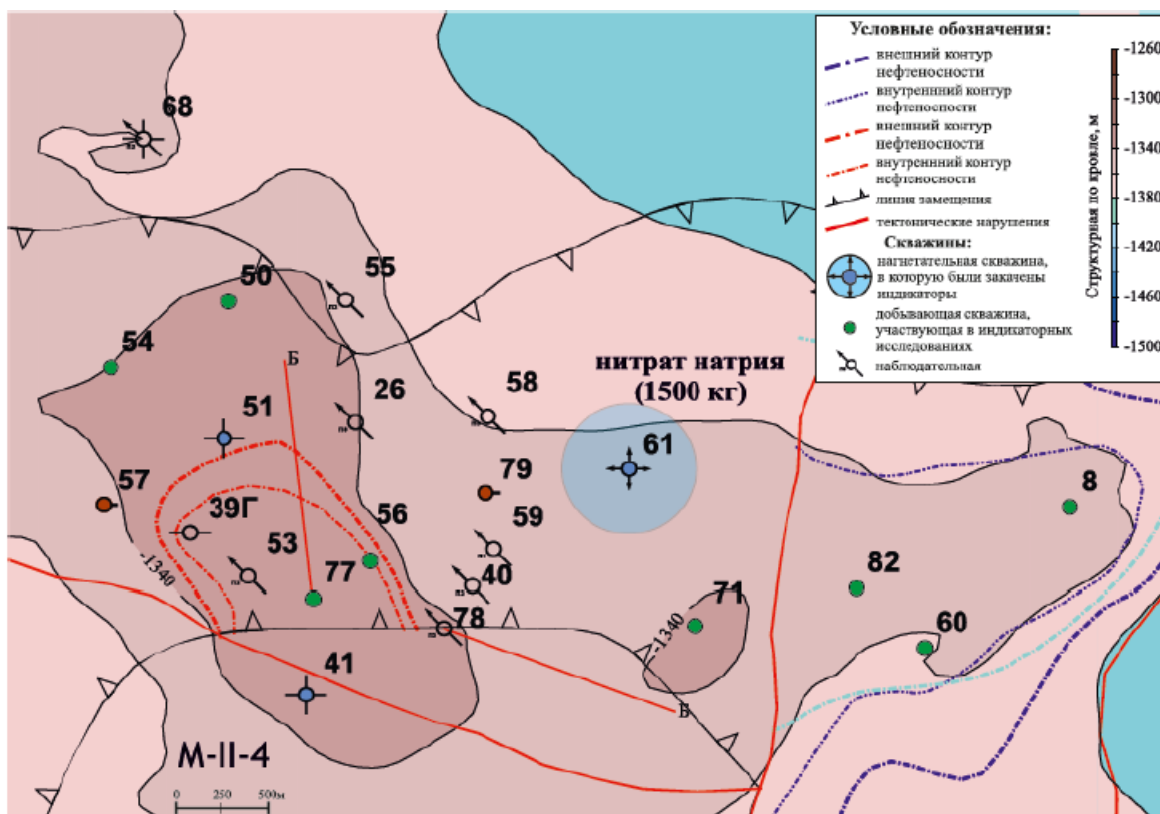


Рисунок 3.1.22 - Схема расположения скважин на участке нагнетательной скважины №61 в III этап трассерных исследований

При закачке трассеров в нагнетательную скважину №61 наибольший выход был зафиксирован по скважине №8 (№48,1%), по остальным скважинам соответственно по мере наибольшего выхода соответственно составил – №50 (14,2%), №77 (14,1%), №82 (№8,8%), №56 (5,3%), №60 (4,2%), №54 (0,1%). Количество извлеченного индикатора в процентах от всего добытого в районе нагнетательной скважины №61 представлено на рисунке 3.1.23.

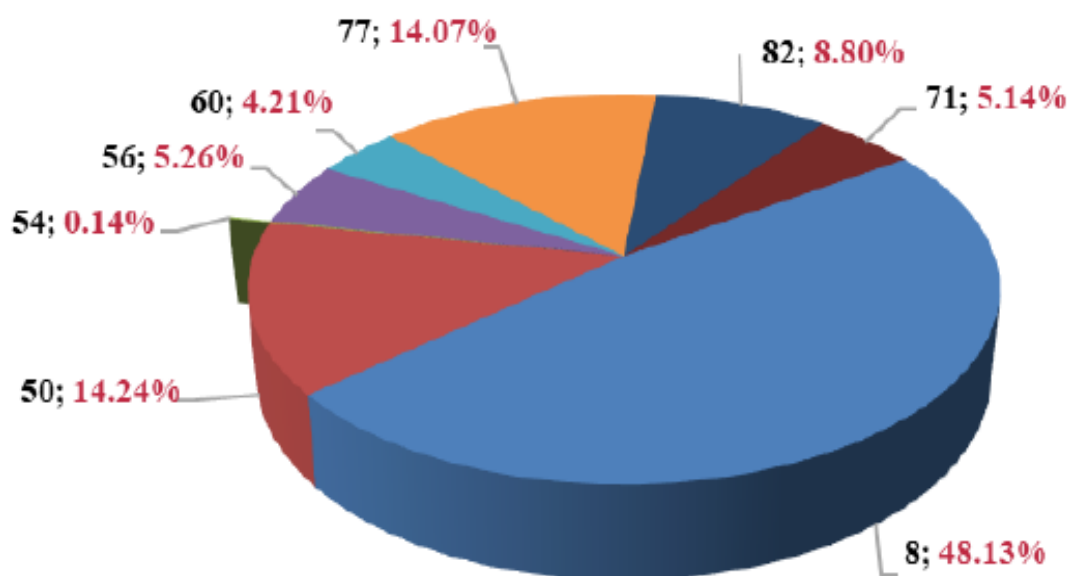


Рисунок 3.1.23 - Блок-диаграмма распределения извлеченного нитрата натрия по добывающим скважинам участка нагнетательной скважины №61

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределения скважин по средневзвешенной массе скоростей и проницаемостей (рисунки 3.1.24-3.1.25).

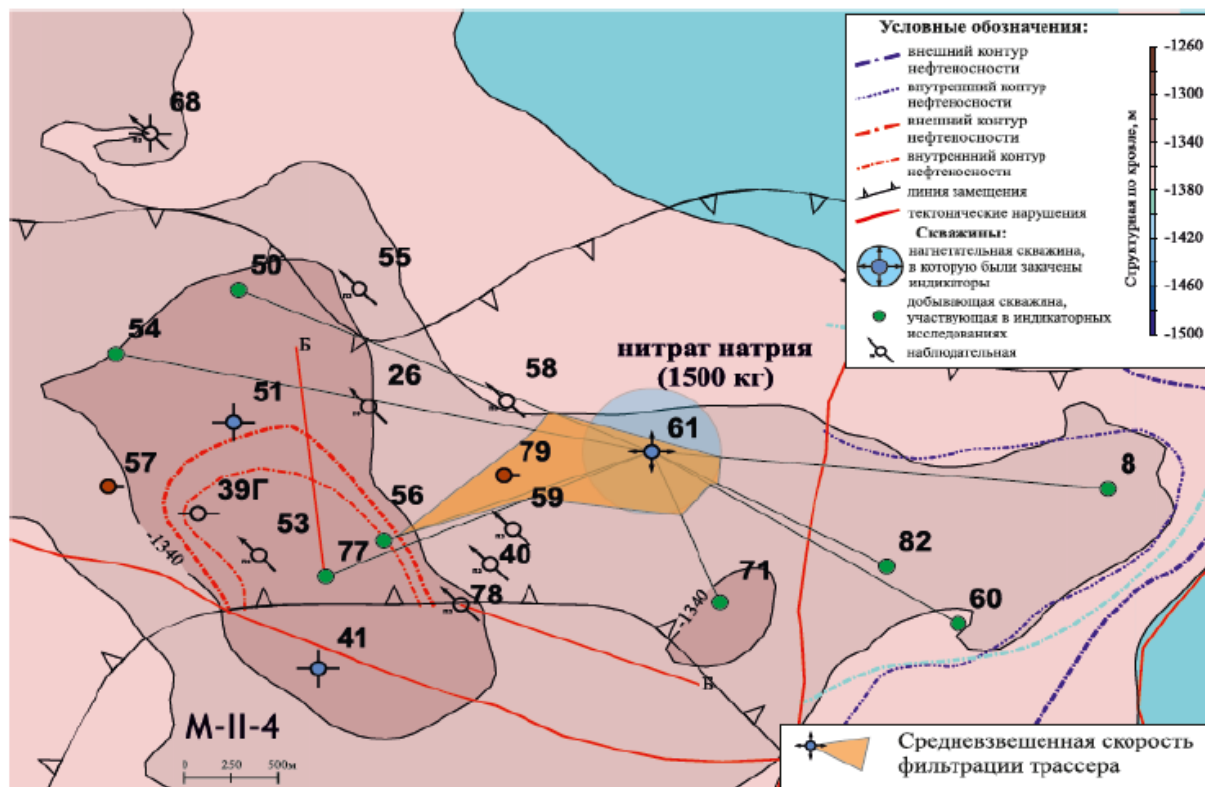


Рисунок 3.1.24 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе скоростей фильтрации трассера участка нагнетательной скважины №61

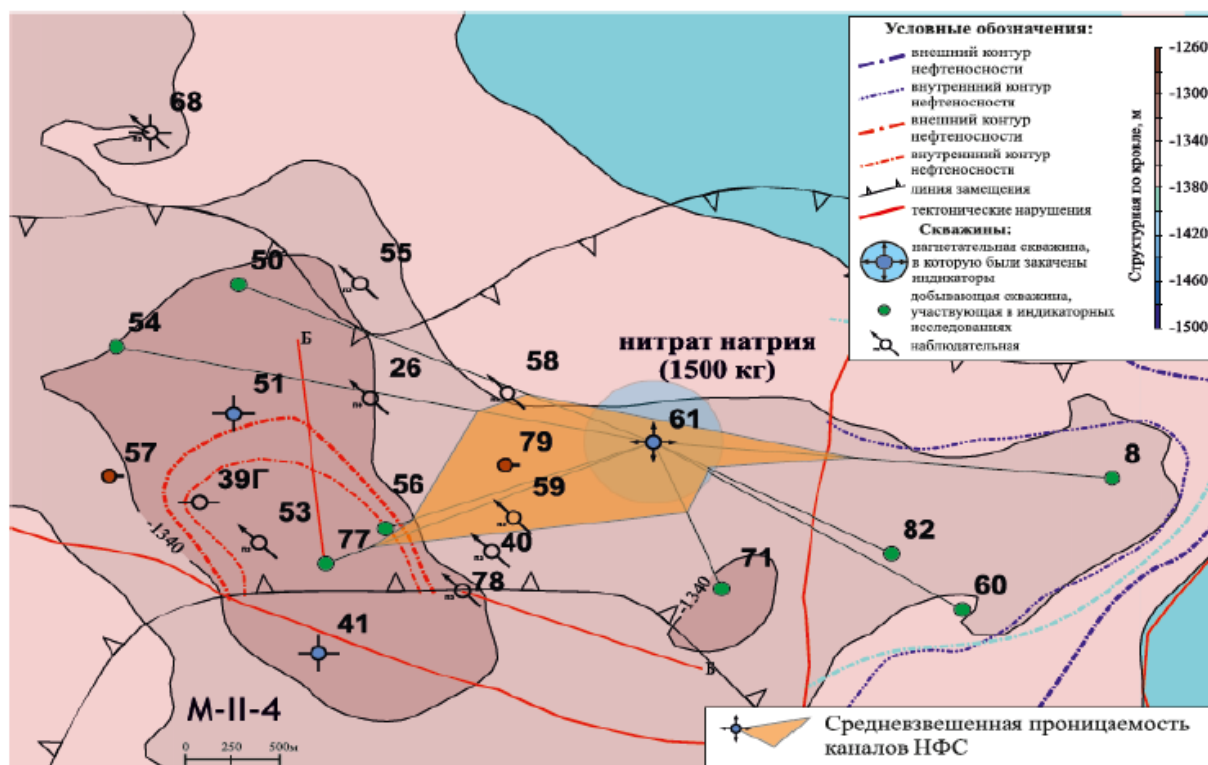


Рисунок 3.1.25 - Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей каналов фильтрации участка нагнетательной скважины №61

Как видно из рисунка 3.1.24, наибольшие средневзвешенные по массе скорости перемещения меченой жидкости зафиксированы по направлению к скважине №56 (208,1 м/сут), в среднем средневзвешенная скорость фильтрации составляет 89,2 м/сут. Как видно из рисунка 3.1.25, максимальная средневзвешенная по массе выхода трассера проницаемость каналов выявлена по направлению к скважине №77 и составила 107,0 мкм². Средняя проницаемость каналов – 56,4 мкм².

Суммарно на поверхность было поднято 2,3 кг нитрата натрия, что составляет 0,15% от закаченной массы, максимальная масса индикатора была выявлена по скважине 8, которая составила 1,01 кг. Суммарный объем каналов низкого фильтрационного сопротивления, выявленных в пределах участка нагнетательной скважины №61, составил 6,240 м³, из них, основной объем приходится на каналы, выявленные по направлению к скважинам №8 – 3,9 м³, №50 – 0,7 м³ и №77 – 0,6 м³.

На рисунке 3.1.26 приведена схема распределения нитрата натрия между добывающими скважинами.

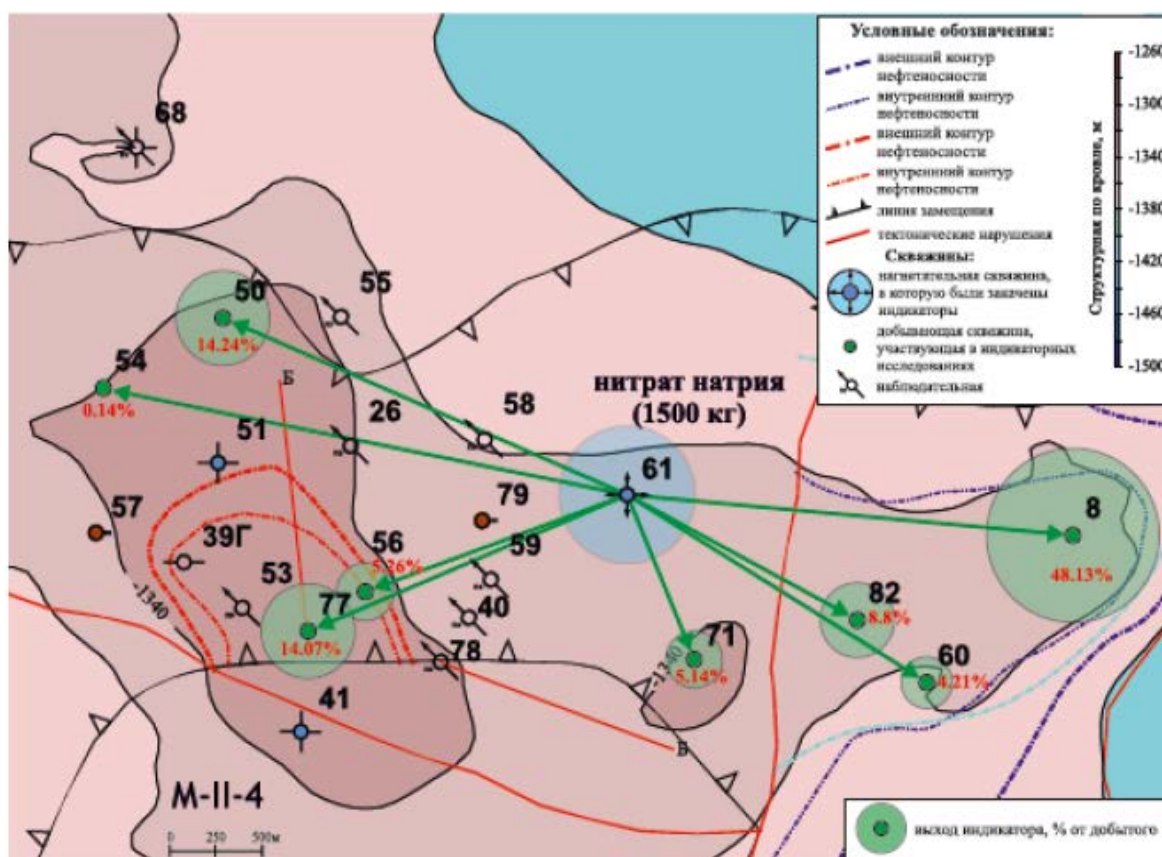


Рисунок 3.1.26 - Схема выхода извлеченного индикатора нитрата натрия на участке нагнетательной скважины №61

Анализируя результаты III этапа трассерных исследований на участке нагнетательной скважины №61 были сделаны следующие выводы:

- гидродинамическая связь на участке нагнетательной скважины №61 (горизонт М-II-4) была установлена с 8 реагирующими скважинами №№8, 50, 54, 56, 60, 77, 82,

71. Высокие концентрации трассера отмечались в реагирующих скважинах уже в первые дни исследования;

- основная масса индикатора (60,1%) вышла по 3 реагирующим скважинам №№8, 60 и №82. Суммарный выход индикатора по всем реагирующим скважинам составил 2,3 кг, что составляет 0,15% от закачанной массы;
- тектонический разлом, обозначенный на структурной карте целевого горизонта М-II-4 вблизи скважины №60 пронизаем, и не оказывает значительного влияния на фильтрационные потоки;
- индикаторы в пробах скважины №71 свидетельствуют об межпластовых перетоках, либо о негерметичности эксплуатационной колонны;
- для минимизации отрицательных моментов, связанных с процессами опережающей обводненности продукции добывающих скважин и для вовлечения новых слабодренлируемых участков разрабатываемого пласта, следует рассмотреть возможность применения на нагнетательных скважинах месторождения Аксай методов выравнивания профиля приемистости.

В итоге резюмируя и обобщая все результаты 3 этапов проведения трассерных исследований отмечается, что на месторождении Аксай исследования методом проводятся с 2019г в течение которых закачка трассеров проведены на 5 нагнетательных скважинах (№68, 69, 41, 51, 61). На рисунке 3.1.27 представлены участки скважин, где были проведены трассерные исследования с 2019г.

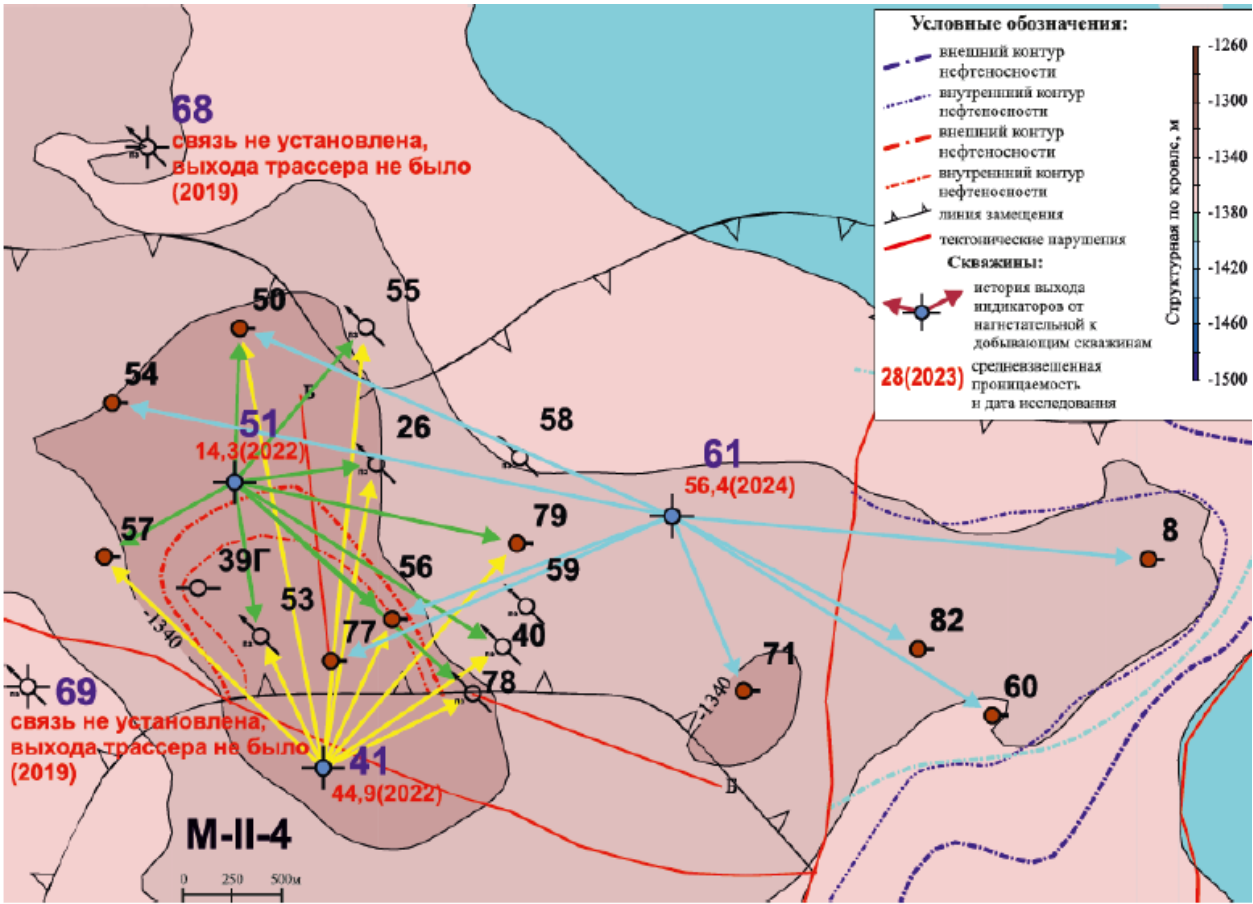


Рисунок 3.1.27 - Участки проведения трассерных исследований на месторождении Аксай

В ходе исследований **I этапа** 2019г по нагнетательным скважинам №№68, 69 связь с добывающими скважинами не была установлена. В ходе исследований **II этапа** в 2022г по нагнетательным скважинам №№41, 51 аномальных ФЕС не зафиксировано. В ходе исследований **III этапа** 2024г на нагнетательной скважине №61 значения ФЕС оказались приблизительно равны предыдущим исследования **II этапа** 2022г – средневзвешенные параметры по пласту М-II-4 скорости фильтрации по каналам составили 105,9 м/с, средневзвешенная проницаемость каналов НФС – 38,3 мкм².

Ниже в таблице 3.1.8 представлены обобщенные результаты трассерных исследований на месторождении Аксай за период 2019-2024гг.

Таблица 3.1.8 - Обобщенные результаты индикаторных исследований 2019-2024гг

Год	Нагнетательная скважина	Горизонт	Средневзвешенная скорость фильтрации по каналам НФС,м/сут	Средневзвешенная проницаемость каналов НФС, мкм ²	Объем каналов, м ³	% выхода
2019	68	М-II-1-4	Связь не установлена, выхода трассера не было			
2019	69	М-II-1-4	Связь не установлена, выхода трассера не было			
2022	41	М-II-1-4	162,6	44,9	14,9	0,91
2022	51	М-II-1-4	65,7	14,3	7,4	0,36
2024	61	М-II-1-4	89,2	56,4	6,2	0,15
Среднее по горизонту М-II-4			105,9	38,3	-	-

Таблица 3.1.9 - Обобщенные результаты трассерных исследований по добывающим скважинам с выходами нескольких индикаторов

№ скважин	Выход трассера, %			Средняя проницаемость, мкм ²		
	41	51	61	41	51	61
26	39	42	-	57,3	9,3	-
40	26,0	14,5	-	27,2	31,5	-
50	0,6	1,0	14,2	36,4	7,0	48,0
53	0,8	8,2	-	5,2	9,0	-
55	0,9	1,5	-	52,7	6,7	-
56	26,7	28,3	5,3	19,9	23,0	90,2
57	0,6	0,7	-	25,9	6,0	-
78	3,1	1,8	-	11,6	18,5	-
79	2,1	2,2	-	14,4	12,2	-

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

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

С начала разработки месторождения пробуренный фонд скважин составил 69 ед. (таблица 3.2.2), из них на балансе «КГМ» числятся 64 ед., на балансе «НК» – 5 ед. На 01.01.2026г эксплуатационный фонд скважин месторождения выглядит следующим образом:

- в фонде добывающих скважин – 22 ед., из них действующих, дающих продукцию 21 ед., 1 ед. в бездействии (№А-10 на территории «НК»);
- в фонде оценочных скважин – 2 ед. (№А-3, А-4 на территории «НК»);
- в фонде нагнетательных скважин – 4 ед., из них действующих 3 ед., в бездействии 1 ед. (№23 на территории «КГМ»);
- в фонде водозаборных скважин – 6 ед.;
- в консервации – 6 ед.;
- в фонде контрольных скважин (наблюдательные) – 16 ед.;
- в фонде ликвидированных скважин – 13 ед. (4 ед. ликвидированы по геологическим причинам, 9 ед. по техническим причинам).

Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения по категориям приведено графически на рисунке 3.2.1, где видно, что в добывающем фонде эксплуатируется большая часть от пробуренных скважин (31%), основная часть которых работают на II объекте в количестве 8 ед. Основная часть из всех действующих добывающих скважин в количестве 21 ед. (95% от всех добывающих скважин) эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН), 1 скважина эксплуатируется фонтанным способом (№55).

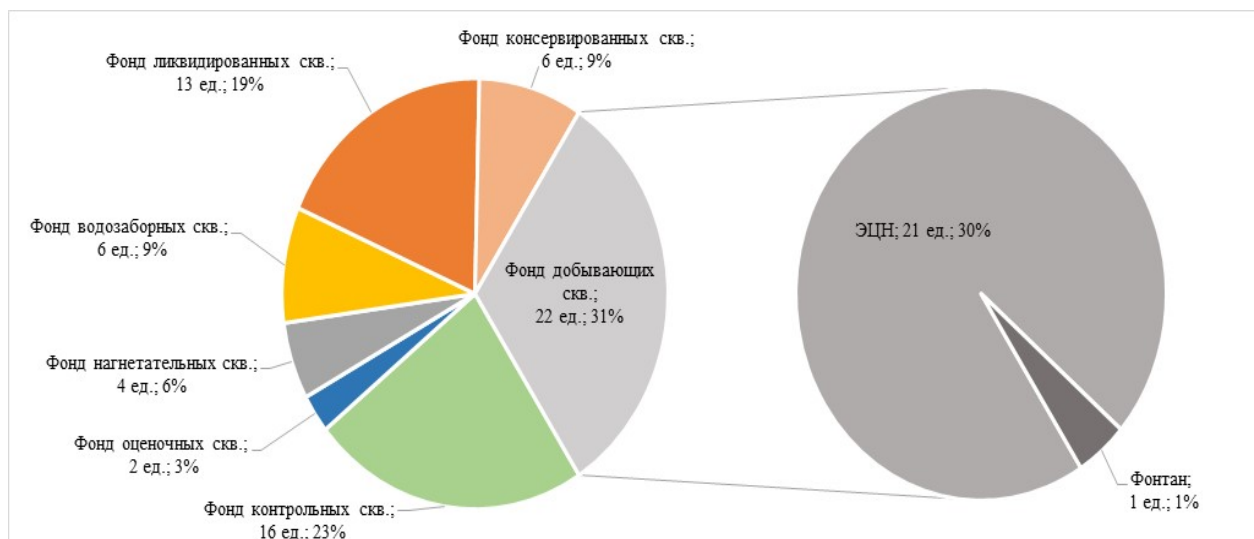


Рисунок 3.2.1 - Распределение скважин по категориям

Распределение скважин добывающего фонда по эксплуатационным объектам приведено ниже на рисунке 3.2.2, где видно, что большая часть добывающих скважин в количестве 8 ед. (36%) эксплуатируются на II объекте.

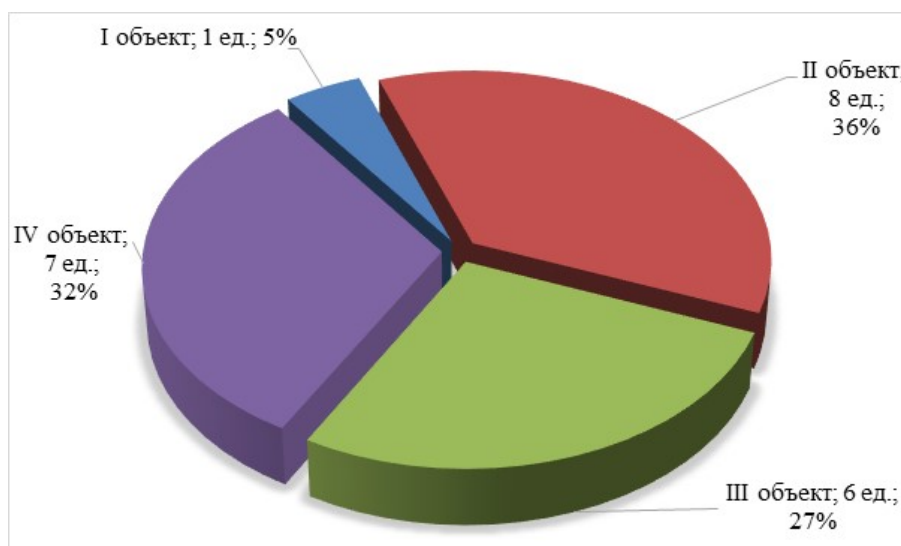


Рисунок 3.2.2 - Распределение добывающих скважин по эксплуатационным объектам

За период реализации действующего «Анализа разработки ...» (в течение 2025г) по контрактной территории «КГМ» были пробурены 2 добывающие скважин (№105 на II объекте и №107 на IV объекте), все скважины введены в эксплуатацию. По контрактной территории «НК» была пробурена 1 оценочная скважина №А-3, которая на дату проекта находится в бездействии в связи с запретом добычи неапробированных в ГКЗ РК запасов УВС. Кроме того, движение в фонде скважин характеризуется переводами из наблюдательного в добывающий фонд скважины №47 на II объекте и скважины №26 на III объекте.

Таблица 3.2.1 - Показатели эксплуатации новых скважин

№ скв.	Недропользователь	Вид ГТМ	Дата ввода	Целевой горизонт	Целевой объект	Нач. дебит нефти, т/сут	Нач. обводненность, %	Текущий дебит нефти, т/сут	Текущая обводненность, %
105	«КГМ»	Ввод из бурения	май 2025	М-II-4а (Сев. свод)	II	0,3	99,2	-	-
107	«КГМ»	Ввод из бурения	авг. 2025	М-I (Юго-Зап. свод)	IV	3,4	59,1	17,3	21,2
26	«КГМ»	Перевод из набл. фонда	нояб. 2025	М-II-4а, М-II-4б (Центр. свод)	III	0,7	97,8	0,3	98,9
47	«КГМ»	Перевод из набл. фонда	март 2025	М-II-4а, М-II-4б (Сев. свод)	II	1,7	76,3	3,2	44,4
А-3	«НК»	Опробование оценочной скважины	июнь 2025	М-I (Юго-Зап. свод)	IV	-	-	-	-

Кроме того, с начала реализации действующего проектного документа движение в эксплуатационном фонде характеризуется также выбытием 5 добывающих скважин (скважины №№54, 57, 77, 79 на III объекте и скважины №105 на II объекте) в наблюдательный фонд по причине отсутствия или снижение притока к скважинам.

В соответствии с разрабатываемыми залежами, выделенных в самостоятельные эксплуатационные объекты, добывающие скважины характеризуются добычей продукции нефти, конденсата и свободного газа. Из 22 добывающих скважин 20 ед. добывают продукцию нефти, 1 скважина (№56) – совместно продукцию нефти с сухим газом и конденсатом, 1 скважина (№55) – продукцию сухого газа с конденсатом. Кроме того, 2 скважины №А-3 и А-4 на территории «НК» находятся в бездействии в связи с запретом добычи неапробированных ГКЗ РК запасов и числятся в фонде оценочных скважин.

Контрактная территория «КГМ»

Текущий среднесуточный дебит конденсата по действующим газодобывающим скважинам «КГМ» варьирует от 0,6 т/сут (по скважине №55) до 1,1 т/сут (по скважине №56), в среднем составляя 0,9 т/сут. Обводненность газодобывающих скважин варьируют с 93,2 до 93,9%, составляя в среднем 93,5%. Действующие нефтескважины эксплуатируются с дебитами нефти от 0,3 т/сут (по скважине №23) до 21,7 т/сут (по скважине №73), в среднем составляя 7,2 т/сут. При этом показатели обводненности продукции по данным скважинам варьирует от 4,7% (по скважине №83) до 99,1% (по скважине №8), в среднем составляя 63,7%.

В таблице 3.2.3 приведено распределение действующих скважин добывающего фонда «КГМ» по показателям дебита нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2026г. Из

таблицы видно, что всего 10 скважин эксплуатируются с дебитом нефти до 5 т/сут, из них 1 скважина (№83) характеризуется обводненностью до 20%, 1 скважина (№47) с обводненностью от 30 до 50%, 2 скважина (№14, 50) с обводненностью от 50 до 70%, 6 скважин (№8, 26, 55, 56, 60, 82) от 90% и выше. Всего 5 скважин находятся в группе скважин с дебитом нефти 5-10 т/сут (с учетом дебита конденсата скважины №56), из них 2 скважины (№103, 104) эксплуатируются с обводненностью до 20%, 1 скважина (№101) с обводненностью от 70 до 90%, 2 скважины (№56, 76) с обводненностью 90% и выше. Еще 3 скважины находятся в группе с дебитом нефти от 10 до 20 т/сут, из них 1 скважина (№102) характеризуется текущей обводненностью до 20%, 1 скважина (№107) с обводненностью 20-30%, 1 скважина (№49) – от 90% и выше. А также еще 2 скважины (№72, 73) характеризуются дебитом нефти от 20 т/сут и выше, из которых 1 скважина (№72) характеризуется обводненностью 30-50%, 1 скважина (№73) – от 70-90%.

Контрактная территория «НК»

На дату проекта в фонде добывающих скважин «НК» числятся 3 скважины, из которых 2 скважины в действии, дающие продукцию (А-1, А-11), 1 скважина находится в бездействии (А-10) по причинам технических неисправностей насоса. Кроме того, еще 2 скважины (№А-3, А-4) числятся в фонде оценочных скважин и находятся в бездействии по причине запрета добычи УВ по участку неапробированных ГКЗ РК запасов нефти.

Текущие дебиты нефти действующих скважин составили по скважине А-1 – 6,4 т/сут и по скважине А-11 – 8,0 т/сут, в среднем 7,2 т/сут.

В таблице 3.2.4 приведены текущие дебиты нефти и обводненности скважин «НК» без учета бездействующей скважины А-10 и оценочных скважин А-3 и А-4.

Таблица 3.2.2 - Характеристика фонда скважин месторождения на 01.01.2026г

№ п/п	Наименование	Характеристика фонда скважин		Верхнемеловой ярус (K ₂ sp-P ₁)	I объект			II объект	III объект			IV объект			Всего, ед.
					нефтяные залежи М-I Центр. и Сев. свода	газоконденсатные залежи М-I Центр.и Сев. свода	всего		нефтяные залежи М-II-4, М-II-5 Центр. свода	газоконденсатные залежи М-II-4, М-II-5 Центр. свода	всего	нефтяные залежи М-I Юго-Зап. свода по территории "КГМ"	нефтяные залежи М-I Юго-Зап. свода по территории "НК"	Всего	
1	Фонд добывающих скважин	1.1. в т.ч. действующих, ед.				1 (№55)	1	8 (№14, 47, 49, 73, 76, 83, 103, 104)	6 (№8, 26, 50, 56*, 60, 82)	1 (№56)*	6**	4 (№72, 101, 102, 107)	2 (№А-1, А-11)	6	21
		из них	фонтан			1 (№55)	1								1
			ЭЦН					8 (№14, 47, 49, 73, 76, 83, 103, 104)	6 (№8, 26, 50, 56*, 60, 82)	1 (№56)*	6**	4 (№72, 101, 102, 107)	2 (№А-1, А-11)	6	20
			плунжер-лифт												
		1.1.1. дающие продукцию, ед.:				1 (№55)	1	8 (№14, 47, 49, 73, 76, 83, 103, 104)	6 (№8, 26, 50, 56*, 60, 82)	1 (№56)*	6**	4 (№72, 101, 102, 107)	2 (№А-1, А-11)	6	21
		1.1.2. в простое, ед.													
		1.2. в бездействии, ед.											1 (№А-10)	1	1
		1.3. в освоении, ед.													
		Всего, ед.				1	1	8	6	1	6**	4	3	7	22
2	Фонд оценочных скважин	Всего (в бездействии), ед.											2 (№А-3, А-4)		2
3	Фонд нагнетательных скважин	в т.ч. действующих, ед.							3 (№41, 51, 61)		3				3
		в бездействии, ед.				1 (№23)	1								1
		Всего, ед.				1	1		3		3				4
4	Фонд в консервации	Всего, ед.			2 (№10, 20D)	3 (№43, 48, 74)	5			1 (№39)	1				6
5	Фонд контрольных скважин	Всего, ед.			2 (№24, 10D)	1 (№40)	3	2 (№42, 105)	10 (№54, 57, 58, 59, 68, 69, 71, 77, 78, 79)	1 (№53)	11				16
6	Фонд водозаборных скважин	Всего, ед.		6 (№BW-1, BW-2, BW-3, BW-4, BW-5, BW-7)											6
7	Фонд ликвидированных скважин	по геол. причинам, ед.		4 (№2, 9, 13, 18)											4
		по тех. причинам, ед.		9 (№1, 3, 6, 7, 17, 20, 22, 75, 7D)											9
		Всего, ед.		13											
8	Итого пробуренный фонд, ед.		69												

Примечание: * – совместно на нефтяные и газовые залежи;

** – скважина №56 учтена 1 раз

Таблица 3.2.3 - Распределение добывающих скважин «КГМ» по дебиту нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2026г

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %						Итого
	0-20	20-30	30-50	50-70	70-90	90-100	
I объект							
0-5						№55*	1
5-10							
10-20							
> 20							
Итого						1	1
II объект							
0-5	№83		№47		№14		3
5-10	№103, 104					№76	3
10-20						№49	1
> 20					№73		1
Итого	3		1		2	2	8
III объект							
0-5					№50	№8, 26, 56*, 60, 82	6
5-10						№56**	1
10-20							
> 20							
Итого					1	6	6***
IV объект							
0-5							
5-10					№101		1
10-20	№102	№107					2
> 20			№72				1
Итого	1	1	1		1		4
По месторождению							
0-5	№83		№47		№14, 50	№8, 26, 55*, 56*, 60, 82	10
5-10	№103, 104				№101	№56**, 76	5
10-20	№102	№107				№49	3
> 20			№72		№73		2
Итого	4	1	2		4	9	19***

Примечание: * – приведен дебит конденсата;

** – приведен дебит нефти;

*** – скважина №56 учтена 1 раз

Таблица 3.2.4 - Распределение добывающих скважин «НК» по дебиту нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2026г

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %						Итого
	0-20	20-30	30-50	50-70	70-90	90-100	
IV объект							
0-5							
5-10	№А-1, А-11						2
10-20							
> 20							
Итого	2						2

Характеристика отборов нефти, конденсата, газа и воды

На дату проекта все эксплуатационные объекты, выделенные действующим проектом, находятся в разработке. Разработка II и IV объекта ведется на естественном режиме истощения, разработка III объекта ведется при системе ППД при закачке воды через 3 нагнетательные скважины (№41, 51, 61) согласно действующему проекту, разработка I объекта также ведется при системе ППД, однако нагнетательная скважина №23 находится в бездействии по причине отсутствия полноценной разработки газоконденсатных залежей.

Залежи I и III эксплуатационных объектов характеризуются наличием газоконденсатных залежей и добычей сухого газа с конденсатом, залежи II и IV эксплуатационных объектов являются нефтяными. Нефтяные залежи IV объекта разрабатываются 2 недропользователями – «КГМ» и «НК», соответственно, в характеристике фонда скважин (таблица 3.2.2) и в таблицах основных технологических показателей (таблицы 3.2.8-3.2.9) параметры IV объекта показаны отдельно по территориям 2 недропользователей. Основным эксплуатационным объектом по запасам нефти является III объект, при этом на дату проекта большая часть накопленной добычи нефти и действующего фонда добывающих скважин приходится на II эксплуатационный объект (рисунок 3.2.3).

Основным эксплуатационным объектом по запасам сухого газа является I объект (558/495 млн. м³), где сосредоточено 85% геологических и 87% извлекаемых запасов. Запасы конденсата I объекта составили 67/54 тыс. т, что составляет соответственно 85% геологических и 89% извлекаемых запасов конденсата от общих запасов месторождения. Запасы сухого газа III объекта составили 98/77 млн. м³, что составило 15 и 13% от геологических и извлекаемых запасов сухого газа месторождения, запасы конденсата объекта составили 12/6 тыс. т, что соответственно составляет 15 и 11% от общих запасов. При этом, на добычу газа работают всего 2 скважины №№55 (I объект) и 56 (III объект), из которых скважина №56 разрабатывает совместно нефтяные и газоконденсатные залежи.

Месторождение разрабатывается с 1998г и характеризуется периодической разработкой, с 2014г месторождения не останавливалось за исключением 7 месяцев в 2022г (с января по июль) по причине ожидания утверждения технологического документа на промышленную разработку месторождения («Проект разработки ...» 2022г [32]).

За весь период разработки по месторождению всего отобрано 643,2 тыс. т нефти (текущий КИН 0,086 доли ед. при утвержденном КИН 0,250 доли ед., отбор от НИЗ 34,2%), 2279,4 тыс. т жидкости, 14,2 тыс. т конденсата (текущий КИК 0,181 доли ед. при утвержденном КИН 0,764 доли ед., отбор от НИЗ 23,6%), 224,566 млн. м³ сухого газа (текущий КИГ 0,343 доли ед. при утвержденном КИГ 0,872 доли ед., отбор от НИЗ 39,3%),

329,969 млн. м³ растворенного в нефти газа. Из них, по территории «КГМ» накопленная добыча нефти составила 621,5 тыс. т, накопленная добыча жидкости – 2243,4 тыс. т, накопленная добыча растворенного в нефти газа – 329,806 млн. м³, с учетом чего текущий КИН составил 0,092 доли ед. при утвержденном значении КИН по территории недропользователя 0,245 доли ед., текущий отбор от НИЗ – 37,6%. По территории «НК» накопленная добыча нефти составила 21,7 тыс. т, накопленная добыча жидкости – 36,0 тыс. т, накопленная добыча растворенного в нефти газа – 0,164 млн. м³, текущий КИН составил 0,028 доли ед. при утвержденном КИН 0,300 доли ед., текущий отбор от НИЗ – 9,4%.

Основные технологические показатели месторождения за последние 5 лет разработки приведены в таблице 3.2.12, технологические показатели с начала разработки графически приведены на рисунке 3.2.10. Также технологические показатели за 5 лет отдельно по территориям недропользователей приведены в таблицах 3.2.8-3.2.9.

Месторождение находится на II стадии разработки, характеризующейся стабилизированием уровней добычи нефти и разбуриванием месторождения. При этом отмечается, что Юго-западный участок месторождения, выделенный в IV эксплуатационный объект, вступил в разработку в 2021г и разрабатывается совместно скважинами 2 недропользователей «КМГ» и «НК». Однако, в промышленную разработку район Юго-западного свода на контрактной территории «КГМ» вступил в промышленный период разработки в 2023г согласно «Дополнению к проекту разработки ...» 2023г [33], участок на контрактной территории «НК» вступил в период промышленной разработки с 2024г согласно «Дополнению к проекту разработки Юго-западного поднятия ...» 2024г [32].

Как видно из рисунке 3.2.3, основная часть текущей добычи нефти месторождения приходится на IV объект (49%), а основная часть накопленной добычи нефти приходится на II (38%) и III (34%) объект разработки.

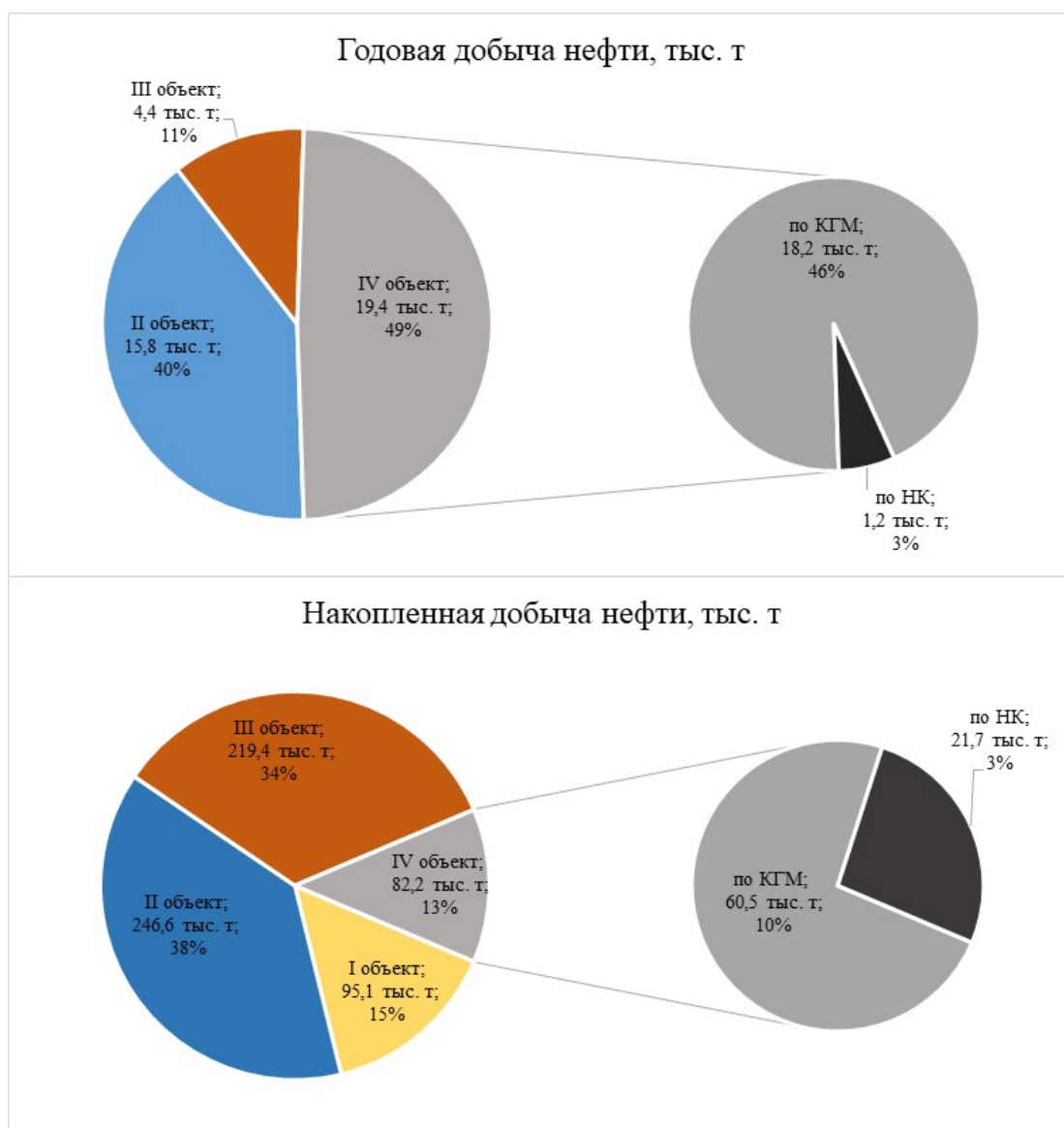


Рисунок 3.2.3 - Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам

Ниже на рисунке 3.2.4 приведены распределение текущей и накопленной добычи сухого газа по I и III объектам, на рисунке 3.2.5 – по добыче конденсата. На рисунке 3.2.4 видно, что основная часть текущей (99,5%) и накопленной (66,2%) добычи сухого газа приходится на I объект. Большая часть текущей (96,4%) добычи конденсата приходится на I объект, большая часть накопленной добычи конденсата приходится на III объект (56,1%).

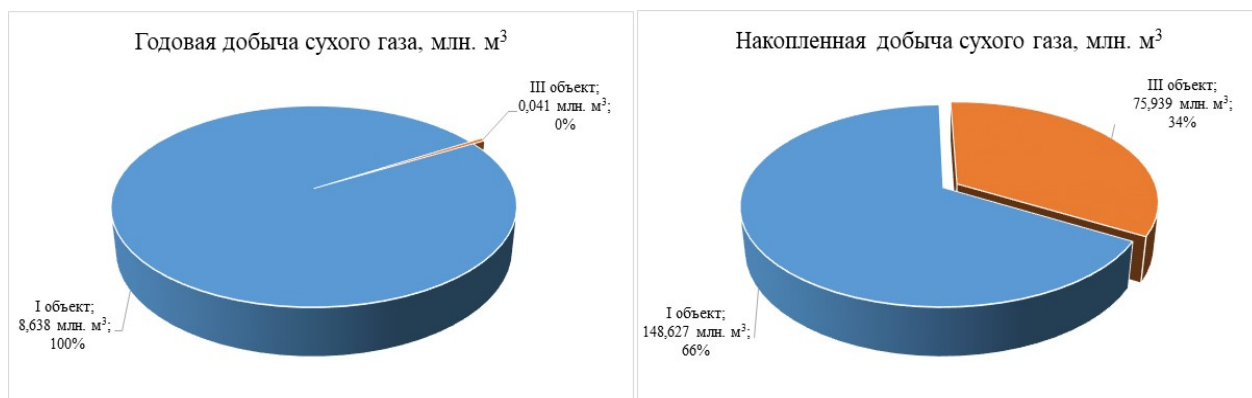


Рисунок 3.2.4 - Распределение текущей и накопленной добычи сухого газа по объектам

Ниже на рисунке 3.2.5 приведены распределение текущей и накопленной добычи конденсата по I и III эксплуатационным объектам.

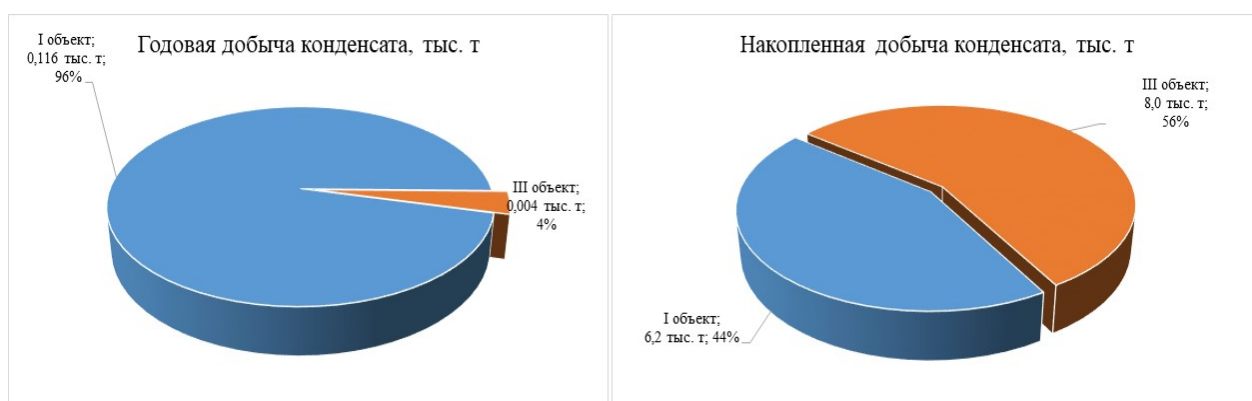


Рисунок 3.2.5 - Распределение текущей и накопленной добычи конденсата по объектам

Система ППД на месторождении реализована с 2016г при закачке холодной воды через 2 нагнетательные скважины №№68, 69 на III объекте. С 2021г вместо скважин №№68, 69, переведенных в фонд наблюдательных скважин по причине отсутствия реагирующих добывающих скважин, были введены под закачку скважины №№41, 51 в рамках проектных решений «Проекта разработки ...» [34]. Позже были введены еще 2 скважины №23 (в 2025г) и 61 (в 2023г) согласно «Дополнению к проекту разработки ...» 2023г [35], из них скважина №23 в настоящее время находится в бездействии по причине отсутствия полномасштабной разработки I объекта. Всего с начала разработки по нагнетательным скважинам было закачено 1205,6 тыс. м³ воды, из них накопленная закачка воды по скважине №68 составила 280,9 тыс. м³, по скважине №69 – 304,0 тыс. м³, по скважине №41 – 242,3 тыс. м³, по скважине №51 – 268,5 тыс. м³, по скважине №61 – 109,8 тыс. м³, по скважине №23 закачка воды составила всего 0,03 тыс. м³. За текущий год среднегодовая приемистость нагнетательных скважин составила 252,6 м³/сут при годовой закачке воды 139,4 тыс. м³, при этом годовая компенсация на целевом III объекте закачки составила 146,9%, накопленная компенсация по объекту – 111,6%. Коэффициент эксплуатации

нагнетательных скважин за текущий год составил 0,86 доли ед. при коэффициенте использования 0,38 доли ед.

Динамика основных технологических показателей разработки по объектам представлены в таблицах 3.2.5-3.2.11 и на рисунках 3.2.6-3.2.9.

I объект

На дату проекта в добывающем фонде I объекта всего числится 1 скважина (№55), характеризующаяся добычей сухого газа и конденсата. Скважины №№40, 47, 10D числящиеся в фонде добывающих скважин до недавнего времени, выбыли в наблюдательный фонд по причинам высокой обводненности. Объект разрабатывается на естественном режиме, характеризующаяся ежегодным снижением добычи УВС и ростом обводненности продукции. При этом отмечается, что в 2024г на объект была переведена под закачку скважина №23, числящаяся на дату проекта в фонде нагнетательных скважин, но по факту по скважине закачка воды не реализована в полной мере.

За последние 5 лет разработки по объекту наблюдается стремительное падение добычи нефти и рост обводненности скважин по причине естественной обводненности нефтедобывающих скважин №10, 7D, 10D, выбывших в ликвидацию и в наблюдательный фонд по причине высокой обводненности и низких значений дебитов по нефти. За последний период (5 лет) по объекту новые нефтедобывающие скважины не вводились, в 2023г была введена газодобывающая скважина №40, в 2024г – газодобывающая скважина №55, которая на дату проекта числится в фонде добывающих скважин, скважины №№10, 7D выбыли в 2021г, скважина №№10D, 40, 47 в 2024г выбыли по причине снижения дебитов.

Всего с начала разработки по нефтедобывающим скважинам отобрано 95,1 тыс. т нефти и 14,235 млн. м³ растворенного в нефти газа. Отбор от НИЗ нефти по объекту на дату проекта составил 58,7%, текущий КИН – 0,100 доли ед. при утвержденном значении 0,170 доли ед. По газоконденсатным скважинам отобрано 148,627 млн. м³ сухого газа и 6,2 тыс. т конденсата, с учетом чего отбор от НИЗ сухого газа составил 30,0%, текущий КИГ – 0,266 доли ед. при утвержденном значении 0,887 доли ед., отбор от НИЗ конденсата – 11,6%, текущий КИК – 0,093 при утвержденном значении 0,803 доли ед. Накопленная добыча жидкости в целом по нефтяным и газоконденсатным залежам объекта составила 173,0 тыс. т. Основные технологические показатели объекта с начала разработки по объекту графически приведены на рисунке 3.2.6, за последние 5 лет – в таблице 3.2.5.

Ниже приведено описание динамики добычи УВС и показателей разработки объекта за последние 5 лет.

В 2021г по объекту было добыто 1,0 тыс. т нефти при темпе отбора от НИЗ 0,6% и отборе от ТИЗ 1,5%, в течение года по объекту отмечалось выбытия нефтедобывающих скважин №10 и 7D по причине низких значений дебитов и высокой обводненности. По газоконденсатным скважинам было добыто 4,859 млн. м³ сухого газа и 0,7 тыс. т конденсата. Значение конденсатно-газового фактора составило 141,5 г/м³, газовый фактор – 154,3 м³/т. Добыча жидкости в целом по нефтяным и газоконденсатным залежам составила 9,5 тыс. т при обводненности 81,8%. Фонд добывающих скважин составил 2 ед. при коэффициенте использования 0,65 доли ед. и коэффициенте эксплуатации 0,98 доли ед. Среднегодовые значения дебита составили соответственно 1,7 т/сут по нефти, 9,9 т/сут по жидкости, 13,5 тыс. м³/сут по сухому газу и 1,9 т/сут по конденсату.

В 2022г отмечается снижение уровня добычи нефти (0,4 тыс. т) относительно предыдущего года на 0,6 тыс. т (- 62,6%), снижение добычи сухого газа (0,862 млн. м³) на 3,998 млн. м³ (-82,3%), снижение добычи конденсата (0,04 тыс. т) на 0,6 тыс. т (-94,3%), снижение добычи растворенного в нефти газа (0,061 млн. м³) на 0,099 млн. м³ (-61,7%), а также добычи жидкости (3,6 тыс. т) относительно предыдущего года на 5,9 тыс. т (-61,8%). При аналогичном предыдущему году фонде добывающих скважин (2 ед.) уменьшение уровней добычи УВС происходит по причине низкого значения коэффициента использования (0,56 доли ед.) и коэффициента эксплуатации (0,83 доли ед.) в связи с простым месторождения и ожиданием утверждения проектного документа на промышленную разработку месторождения. С учетом годовых отборов значения КГФ характеризуется снижением и составило 45,7 м³/т, значение газового фактора составило 158,1 м³/т, что практически на уровне прошлогоднего значения. Среднегодовая обводненность относительно предыдущего года незначительно увеличилась на 6,4% и составила 88,2%. Среднегодовой дебит нефти 1,9 т/сут незначительно выше прошлогоднего значения (1,7 т/сут), среднегодовой дебит жидкости 8,9 т/сут ниже прошлогоднего значения (9,9 т/сут), среднегодовой дебит конденсата 0,2 т/сут значительно ниже прошлогоднего значения (1,9 т/сут), среднегодовые дебиты общего газа и сухого газа (2,3 тыс. м³/сут и 4,2 тыс. м³/сут) также значительно ниже прошлогодних уровней газа (5,3 тыс. м³/сут и 13,5 тыс. м³/сут соответственно).

В 2023г по нефтяным залежам объекта было добыто 0,4 тыс. т нефти и 0,059 млн. м³ растворенного газа (при газовом факторе 158,1 м³/т), что на уровне прошлогодних значений. Добыча сухого газа в объеме 15,805 млн. м³ и добыча конденсата 0,1 тыс. т значительно выше прошлогодних значений по причине дополнительной добычи по скважине №40, переведенной с III объекта на разработку газоконденсатных залежей, с учетом чего фонд добывающих скважин к концу года составил 3 ед. Добыча жидкости в

количестве 7,9 тыс. т также значительно выше прошлогоднего уровня (3,6 тыс. т). В течение года отмечается значительное увеличение среднегодовой обводненности 93,8% в сравнении с прошлогодним значением (88,2%) и значительное снижение КГФ 7,4 г/м³ при значении 45,7 г/м³ прошлого года. При сопоставлении среднегодовых значений дебитов относительно прошлогодних значений, отмечается снижение дебита нефти до 1,0 т/сут, увеличение дебита жидкости до 10,8 т/сут, дебита общего газа до 21,8 тыс. м³/сут, дебита сухого газа до 43,3 тыс. м³/сут и дебита конденсата до 0,3 т/сут. Коэффициент использования/эксплуатации добывающих скважин составил 0,66/0,92 доли ед., в том числе по новым скважинам – 0,86/0,86 доли ед.

В 2024г по нефтяным залежам объекта было добыто 0,1 тыс. т нефти и 0,018 млн. м³ растворенного в нефти газа (при газовом факторе 158,1 м³/т). Снижение добычи нефти и растворенного газа происходит по причине выбытия нефтедобывающей скважины 10D в течение года, при этом среднегодовой дебит нефти 1,3 т/сут незначительно выше прошлогоднего уровня (1,0 т/сут). По газоконденсатным залежам объекта было отобрано 15,831 млн. м³ (на уровне прошлого года) и 0,01 тыс. т конденсата, что значительно ниже прошлогодней добычи конденсата (0,1 тыс. т) по причине снижения КГФ до 0,6 г/м³. Добыча жидкости в количестве 4,4 тыс. т также меньше прошлогоднего уровня 7,9 тыс. т. Уменьшение добычи жидкости в целом по объекту обусловлено меньшим фондом добывающих скважин (1 ед.) в связи с выбытиями скважин №40, 47, 10D. Также в течение года на разработку газоконденсатных залежей была введена 1 скважина (№55), с учетом чего коэффициент использования и эксплуатации добывающих скважин составили соответственно 0,55/0,87 доли ед. Среднегодовая обводненность составила 97,3%, что незначительно выше прошлогоднего уровня (93,8%). При сопоставлении среднегодовых значений дебитов относительно прошлогодних значений, отмечается увеличение дебита нефти 1,3 т/сут, уменьшение дебита жидкости 5,5 т/сут, дебита общего газа 19,9 тыс. м³/сут, дебита сухого газа 22,3 тыс. м³/сут и дебита конденсата 0,01 т/сут. Также в течение года отмечается перевод под закачку на объект 1 скважины (№23), с учетом чего фонд нагнетательных скважин к концу года составил 1 ед., но по факту закачка воды по объекту не была проведена по техническим причинам.

В 2025г нефтяные залежи объекта не разрабатывались, нефтяные скважины выбыли ранее в 2024г (скважина №10D) и 2021г (скважины №10 и 7D). По газоконденсатным залежам (скважина №55) было отобрано всего 8,638 млн. м³, что почти вдвое меньше прошлогоднего уровня, но при этом добыча конденсата составила 0,1 тыс. т конденсата, что превысила прошлогоднюю добычу (0,01 тыс. т) по причине увеличения КГФ с 0,6 г/м³ в предыдущем году до 13,4 г/м³. Добыча жидкости в количестве всего 1,2 тыс. т значительно

ниже прошлогоднего объема 4,4 тыс. т, с учетом чего наблюдается уменьшение обводненности с 97,3% в прошлом году до 90,4% в текущем году. Отмечается высокое значение коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин (скважина №55) в данном году на уровне 0,99/0,99 доли ед., при этом также отмечается увеличение среднегодовых значений дебитов сухого газа (23,9 тыс. м³/сут) и конденсата (0,3 т/сут). По нагнетательным скважинам объекта (скважина №23) в течение года была закачано всего 0,03 тыс. м³ воды при коэффициенте использования/эксплуатации скважины 0,003/0,03 доли ед. Закачка воды и система ППД на объекте по нагнетательной скважине не реализована в полной мере по причине отсутствия полномерной разработки газоконденсатных залежей.

Ниже на рисунке 3.2.6 приведены основные технологические показатели I объекта с начала разработки, фактические показатели разработки объекта за последний период (2021-2025г) приведены в таблице 3.2.5.

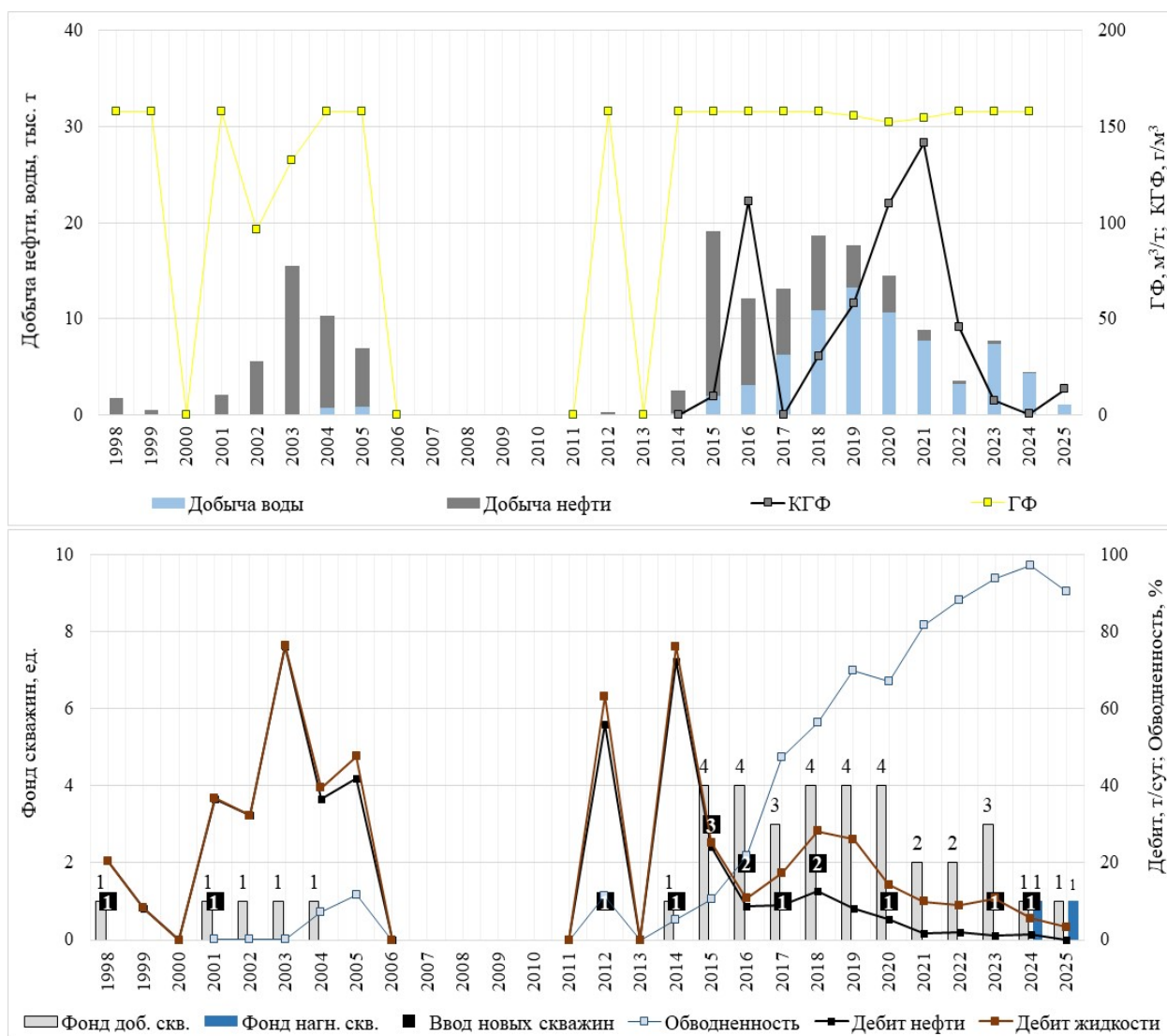


Рисунок 3.2.6 - Технологические показатели I объекта с начала разработки

II объект

Разработка объекта ведется на естественном режиме, без системы поддержания пластового давления и характеризуется отсутствием газовых шапок и газоконденсатных залежей – продуктивные залежи горизонта М-II-4 Северного свода являются нефтеносными. Добывающий фонд объекта на дату проекта составил 8 скважин (№№14, 47, 49, 73, 76, 83, 103, 104), все скважины эксплуатируются механизированным способом с применением ЭЦН и на дату проекта находятся в действии.

За последние 5 лет разработки по объекту наблюдается как снижение добычи (с 29,0 тыс. т в 2021г до 11,4 тыс. т в 2022г), так и увеличение добычи нефти (с 11,4 тыс. т в 2022г до 16,6 тыс. т в 2023г), обусловленное значениями коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин. Ввод новых скважин на объект в 2021г (скважина №73), в 2024г (скважины №№83, 103, 104) и в 2025г (скважина №105 и №47) позволяют поддерживать уровни добычи, но увеличение добычи не наблюдается.

В 2021г по объекту было добыто 29,0 тыс. т нефти, 20,057 млн. м³ растворенного в нефти газа и 90,7 тыс. т жидкости. Среднегодовая обводненность составила 68,1%, среднегодовой газовой фактор – 692,4 м³/т, темп отбора от НИЗ за текущий год составил 7,9%, темп отбора от ТИЗ составил 14,0%. Фонд добывающих скважин к концу года составил 5 ед., в течение года на объект была введена из бурения 1 добывающая скважина (№73), также отмечается выбытие 1 скважины (№23) в наблюдательный фонд. По новой скважине объекта (№73) дополнительная добыча составила 6,6 тыс. т нефти и 9,8 тыс. т жидкости при среднегодовой обводненности 32,7%. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 17,0 т/сут, дебит жидкости – 53,3 т/сут, дебит газа – 11,8 тыс. м³/сут, в т.ч. по новым скважинам среднегодовой дебит нефти новых скважин составил 48,2 т/сут, по жидкости – 71,6 т/сут, по газу – 6,5 тыс. м³/сут. Коэффициент использования/эксплуатации добывающих скважин составили 0,78/0,98 доли ед. соответственно, при этом коэффициент использования/эксплуатации новых скважин составили 0,38/0,90 доли ед.

В 2022г по объекту было добыто 11,4 тыс. т нефти, что на 17,6 тыс. т (60,7%) меньше уровня добычи относительно предыдущего года. Годовая добыча жидкости 65,8 тыс. т и добыча растворенного в нефти газа 3,189 млн. м³ также меньше относительно прошлогодних значений. Обводненность продукции на уровне 82,7% при этом выше прошлогоднего уровня (68,1%) на 14,6%. Уменьшение уровней добычи УВС обусловлены низкими значениями коэффициента использования и эксплуатации, которые соответственно составили 0,53 и 0,79 доли ед., а также показателями среднегодового дебита нефти 11,8 т/сут, что также ниже прошлогодних значений. При этом, среднегодовой дебит жидкости на уровне 67,9 т/сут оказались выше относительно прошлогодних значений.

Новых скважин в течение года не вводилось, фонд добывающих скважин к концу года составил 5 ед. и не характеризуется движением в фонде скважин. Газовый фактор составил 279,9 м³/т, что значительно ниже относительно прошлогоднего уровня.

В 2023г по объекту наблюдается увеличение относительно предыдущего года добычи нефти в объеме 16,6 тыс. т (на 5,2 тыс. т или 46,1%) и добычи жидкости 113,9 тыс. т (на 48,1 тыс. т или 73,0%), а также добычи растворенного в нефти газа в объеме 9,886 млн. м³ (на 6,697 млн. м³ или 210%). Увеличение добычи УВС было обусловлено высокими показателями коэффициента использования (0,84 доли ед.) и коэффициента эксплуатации (0,94 доли ед.) относительно предыдущего года, несмотря на меньший фонд добывающих скважин в количестве 4 ед. (при выбытии 1 скважины №42 в наблюдательный фонд) и меньшего значения среднегодового дебита нефти 10,8 т/сут. Среднегодовая обводненность при этом составила 85,4%, газовый фактор – 594,0 м³/т, темп отбора от НИЗ – 4,6%, темп отбора от ТИЗ – 10,0%. Среднегодовой дебит жидкости составил 73,9 т/сут, среднегодовой дебит газа – 6,4 тыс. м³/сут.

За 2024г по объекту отмечается незначительное снижение добычи нефти в объеме 16,0 тыс. т (на 0,6 тыс. т или 3,8%), добычи жидкости в объеме 108,9 тыс. т (на 5,0 тыс. т или 4,4%) и добычи растворенного в нефти газа в объеме 6,953 млн. м³ (на 2,933 млн. м³ или на 29,7%) относительно предыдущего года, несмотря на ввод из бурения 2 новых добывающих скважин (№№83, 103), по которым соответственно было добыто 0,9 тыс. т нефти и 1,1 тыс. т жидкости. Обводненность продукции на прошлогоднем уровне составила 85,3%, при этом обводненность новых скважин составила 23,3%, обводненность переходящих скважин составила 86,0%. С учетом ввода новых скважин фонд добывающих скважин к концу года составил 7 ед. с учетом скважины №104, введенным из бурения, но находившимся в освоении на конец года. Также отмечается снижение среднегодовых дебитов нефти (10,1 т/сут), жидкости (68,7 т/сут), газа (4,4 тыс. м³/сут) относительно прошлогодних значений. Среднегодовой дебит нефти новых скважин составил 5,8 т/сут, среднегодовой дебит жидкости – 7,6 т/сут, среднегодовой дебит газа – 0,8 тыс. м³/сут. Незначительное снижение добычи УВС было обусловлено низкими показателями работы скважин относительно предыдущего года при коэффициенте использования 0,62 доли ед., коэффициенте эксплуатации на прошлогоднем уровне 0,94 доли ед. Коэффициент использования новых скважин составил всего 0,14 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,70 доли ед.

За 2025г добыча нефти в количестве 15,8 тыс. т практически на одном уровне с прошлым годом за счет дополнительной добычи в размере 0,8 тыс. т по новой пробуренной скважине №105 и скважины №47, введенной из наблюдательного фонда. При этом добыча жидкости в размере 123,2 тыс. т выше прошлогоднего значения, с учетом чего отмечается

рост обводненности с 85,3% в прошлом году до 87,1% в текущем году. По новым скважинам было добыто 6,5 тыс. т при обводненности 88,2%. Добыча растворенного в нефти газа составила 4,902 млн. м³, что также ниже прошлогодней добычи при среднегодовом газовом факторе 309,6 м³/т. В течение года в фонде добывающих скважин отмечается выбытие введенной в начале года новой скважины №105 в наблюдательный фонд, с учетом чего фонд добывающих скважин к концу года составил 8 ед. Среднегодовой дебит нефти составил 5,8 т/сут, среднегодовой дебит жидкости – 44,8 т/сут, среднегодовой дебит газа – 1,8 тыс. м³/сут. В т.ч. среднегодовой дебит нефти новых составил 2,3 т/сут, среднегодовой дебит жидкости – 19,5 т/сут, среднегодовой дебит газа – 0,3 тыс. м³/сут. Коэффициент использования к концу года составил 0,84 доли ед., в т.ч. новых скважин – 0,45 доли ед., коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,92 доли ед., в т.ч. новых скважин – 0,77 доли ед.

На 01.01.2026г по объекту всего отобрано 246,6 тыс. т нефти, 975,8 тыс. т жидкости и 93,080 млн. м³ растворенного в нефти газа. Отбор от НИЗ нефти составил 67,6%, текущий КИН – 0,250 доли ед. при текущем темпе отбора от НИЗ 4,3% и темпе отбора от ТИЗ 11,8%. Ниже на рисунке 3.2.7 приведены основные технологические показатели объекта с начала разработки.

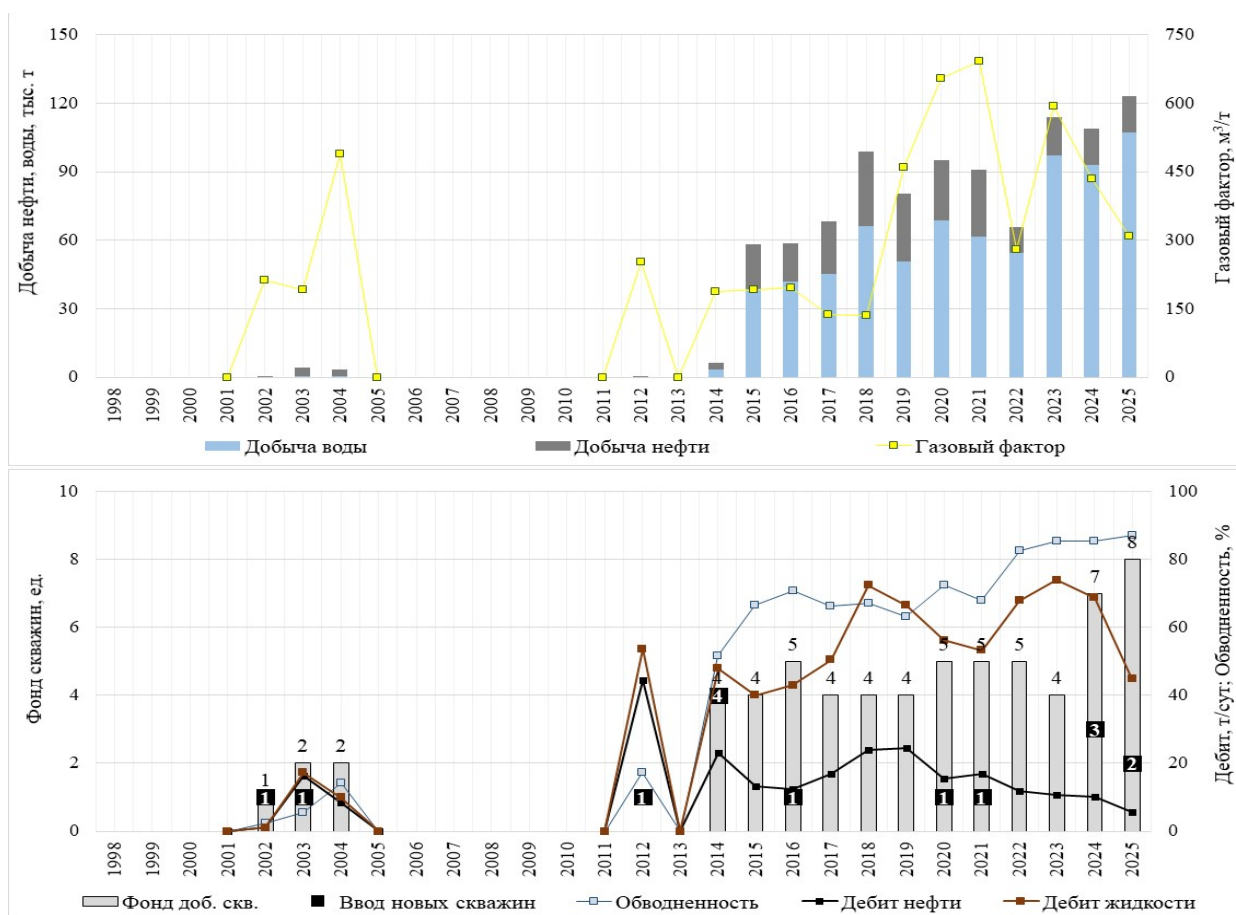


Рисунок 3.2.7 - Технологические показатели II объекта с начала разработки

III объект

III объект состоит из газоконденсатнонефтяных залежей горизонтов М-II-4 и М-II-5, приуроченных к Центральному поднятию. В добывающем фонде на дату проекта числятся 6 скважин (№№8, 26, 50, 56, 60, 82), все скважины в действии, при этом скважина №56 разрабатывает как нефтяные, так и газоконденсатные залежи, так как действующими интервалами скважины вскрыты нефтяные коллекторы с газовой шапкой. Все добывающие скважины объекта эксплуатируются механизированным способом, с применением ЭЦН. Кроме того, в нагнетательном фонде числятся 3 скважины (№№41, 51, 61), все скважины в действии.

Объект разрабатывается периодически с 2003г, в непрерывной разработке с 2015г.

За последние 5 лет разработки по объекту наблюдается как линейное падение уровней добычи нефти, так и увеличение добычи нефти за счет дополнительной добычи новых скважин из бурения и переводом под добычу из наблюдательного фонда. Добыча сухого газа и конденсата также отмечаются линейным снижением по годам при стабильном КГФ на уровне 105,0 г/м³. Показатели газового фактора характеризуется нестабильными значениями в диапазоне с 130,5 в 2025г до 1274,6 м³/т в 2021г. Показатели среднегодовой обводненности характеризуются постепенным увеличением с 82,8% в 2021г до 95,5% в текущем году.

Система ППД на объекте организована с 2016г закачкой холодной воды через 2 нагнетательные скважины – изначально в 2016г с целью внутриконтурного заводнения были пробурены и введены скважины №№68 и 69, числящиеся на тот момент в нагнетательном фонде. Закачка по 2 скважинам проводилась до 2020г, за данный период в общей сложности было закачено 585,0 тыс. м³ воды. Согласно проектным решениям «Анализа разработки ...» [30], а также последовавших отчетов по «Авторским надзорам ...» [31], скважины №№68 и 69 были отключены от закачки воды по причине отсутствия реагирования на соседние добывающие скважины, после чего в 2021г под закачку были переведены скважина №№41 и 51 согласно «Проекту разработки ...» [34], в 2024г была переведена под закачку скважина №61 согласно действующему «Дополнению к проекту разработки ...» [34].

В 2021г по нефтяным залежам объекта было добыто 10,9 тыс. т нефти, и 13,924 млн. м³ растворенного в нефти газа при газовом факторе 1274,6 м³/т, темпе отбора от НИЗ 1,7% и темпе отбора от ТИЗ 2,5%. По газоконденсатным залежам было отобрано 6,818 млн. м³ сухого газа и 0,7 тыс. т конденсата. Добыча жидкости в целом по объекту составила 67,8 тыс. т, с учетом чего среднегодовая обводненность продукции составила 82,8%. В течение года по объекту отмечается ввод 2 скважин (№№40, 55) из наблюдательного фонда, а также

выбытие 2 скважин (№71 в контрольный фонд и №41 под закачку) с учетом чего фонд добывающих скважин к концу году составил 12 ед. Среднегодовые значения дебита нефти составила 2,5 т/сут (в т.ч. новых скважин – 1,0 т/сут), среднегодовой дебит жидкости – 13,1 т/сут (в т.ч. новых скважин – 28,2 т/сут), дебит общего газа – 4,0 тыс. м³/сут (в т.ч. новых скважин – 3,5 тыс. м³/сут). Годовое значение коэффициента использования и эксплуатации составили 0,84 и 0,97 доли ед., в том числе по новым скважинам – 0,50 и 0,99 доли ед. соответственно.

По нагнетательным скважинам объекта за 2021г закачка воды составила 94,6 тыс. м³ при годовой компенсации отборов жидкости 131,8% и годовой приемистости 288,3 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед., которые были переведены под закачку из наблюдательного фонда (№№41 и 51), скважины эксплуатировались при коэффициенте использования/эксплуатации 0,45/0,83 доли ед.

В 2022г по нефтяным залежам объекта отмечается снижение добычи нефти 4,6 тыс. т и растворенного в нефти газа 4,479 млн. м³ относительно предыдущего года. По газоконденсатным залежам было отобрано 2,132 млн. м³ сухого газа и 0,2 тыс. т конденсата, что также ниже прошлогоднего уровня добычи сухого газа (6,818 млн. м³) и конденсата (0,7 тыс. т). Всего по объекту было отобрано 28,9 тыс. т жидкости, что значительно ниже прошлогоднего уровня 67,8 тыс. т. Среднегодовая обводненность объекта составила 83,2%, что на уровне прошлого года 82,8%. В течение года по объекту отмечается выбытие 4 скважин (№№53, 54, 55, 61), с учетом чего фонд добывающих скважин к концу году составил 8 ед. По показателям среднегодовых дебитов отмечается незначительное увеличение дебита нефти 2,7 т/сут относительно предыдущего года (2,5 т/сут), увеличение дебита жидкости 14,4 т/сут относительно предыдущего года (13,1 т/сут), дебита конденсата составил 0,8 т/сут, что на уровне прошлого года, дебита общего газа 3,3 тыс. м³/сут (при прошлогоднем значении 4,0 тыс. м³/сут), незначительного увеличения дебита сухого газа 8,0 тыс. м³/сут (при прошлогоднем значении 7,8 тыс. м³/сут). Годовое значение коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин составили 0,40 и 0,72 доли ед. соответственно, что значительно ниже значений прошедшего года.

По нагнетательным скважинам объекта за 2022г закачка воды составила 90,1 тыс. м³ при годовой компенсации отборов жидкости 295,2% и годовой приемистости 188,9 м³/сут. В течение года в нагнетательном фонде движения не отмечается, с учетом чего коэффициенте использования/эксплуатации нагнетательных скважин составил 0,65/0,71 доли ед.

В 2023г по нефтяным залежам объекта отмечается увеличение уровня добычи нефти в количестве 7,7 тыс. т относительно предыдущего года (4,6 тыс. т) и растворенного в нефти газа в объеме 8,214 млн. м³ (при прошлогоднем уровне 4,479 млн. м³) за счет ввода 4 новых скважин на объект – по скважинам №82, введенному в эксплуатацию из бурения, и 3 добывающим скважинам (№№8, 54, 77), переведенным из наблюдательного фонда было добыто 1,5 тыс. т нефти, 24,4 тыс. т жидкости, 1,200 млн. м³ газа. По газоконденсатным залежам объекта было отобрано 0,546 млн. м³ сухого газа и 0,1 тыс. т конденсата, что ниже прошлогоднего уровня добычи сухого газа (2,132 млн. м³) и конденсата (0,2 тыс. т). При этом добыча жидкости в количестве 63,0 тыс. т значительно больше прошлогоднего уровня 28,9 тыс. т. При соотношении добычи УВС, среднегодовая обводненность объекта составила 87,6%, что незначительно выше прошлогоднего уровня 83,2%, при этом среднегодовая обводненность новых скважин составила 93,8%, переходящих скважин – 83,7%. Также в течение года отмечается выбытие 1 скважины (№40), переведенной на I объект, с учетом чего фонд добывающих скважин к концу года составил 11 ед. Среднегодовой дебит нефти на уровне 2,9 т/сут незначительно выше прошлогоднего уровня 2,7 т/сут, среднегодовой дебит жидкости 20,9 т/сут значительно выше прошлогоднего уровня 14,4 т/сут, среднегодовой дебит общего газа на отметке 2,9 тыс. м³/сут незначительно ниже прошлогоднего уровня 3,3 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит сухого газа на отметке 1,7 тыс. м³/сут значительно ниже прошлогоднего уровня 8,0 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит конденсата 0,2 т/сут значительно ниже прошлогоднего уровня 0,8 т/сут. При этом среднегодовой дебит нефти новых скважин составил 6,2 т/сут, дебит жидкости – 100,7 т/сут, дебит газа – 5,0 тыс. м³/сут. Коэффициент использования и эксплуатации добывающих скважин составили 0,61 и 0,94 доли ед. соответственно, в том числе новых скважин – 0,17/0,88 доли ед.

По 2 нагнетательным скважинам объекта за 2023г закачка воды составила 117,2 тыс. м³ при годовой компенсации отборов жидкости 180,3% и годовой приемистости 198,0 м³/сут. В течение года в нагнетательном фонде движения не отмечается, с учетом чего коэффициенте использования/эксплуатации нагнетательных скважин составил 0,81/0,81 доли ед.

В 2024г по нефтяным залежам объекта отмечается уменьшение уровня добычи нефти в количестве 5,9 тыс. т относительно предыдущего года (7,7 тыс. т) и растворенного в нефти газа в объеме 1,942 млн. м³ (при прошлогоднем уровне 8,214 млн. м³) при выбытии из объекта 2 скважин (№№26, 78). С учетом выбытия скважин, фонд добывающих скважин к концу года составил 9 ед. при коэффициенте использования/эксплуатации скважин 0,76/0,93 доли ед. По газоконденсатным залежам объекта было отобрано 0,036 млн. м³

сухого газа и 0,004 тыс. т конденсата, что ниже прошлогоднего уровня добычи сухого газа (0,546 млн. м³) и конденсата (0,1 тыс. т). При этом отмечается рост добыча жидкости в целом количестве 101,3 тыс. т, что значительно больше прошлогоднего уровня 63,0 тыс. т. Среднегодовая обводненность объекта составила 94,2%, что выше прошлогоднего уровня 87,6% на 6,5%. Среднегодовой дебит нефти на уровне 1,9 т/сут ниже прошлогоднего уровня 2,9 т/сут, при этом среднегодовой дебит жидкости 29,9 т/сут выше прошлогоднего уровня 20,9 т/сут. По показателям среднегодового дебита общего газа 0,6 тыс. м³/сут, дебита сухого газа 0,1 тыс. м³/сут и дебит конденсата 0,01 т/сут отмечается снижение относительно прошлогодних значений. Годовые значения коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин составили 0,76 и 0,93 доли ед. соответственно. Новых скважин в течение года на объект не вводилось.

По нагнетательному фонду отмечается увеличение в связи с переводом под закачку скважины №61, с учетом чего фонд нагнетательных скважин к концу года составил 3 ед. Всего по объекту закачка воды составила 179,3 тыс. м³ при годовой компенсации отборов жидкости 179,5% и годовой приемистости 183,1 м³/сут. Коэффициенте использования/эксплуатации нагнетательных скважин составил 0,89/0,89 доли ед., коэффициенте использования/эксплуатации новых нагнетательных скважин составил 0,86/0,86 доли ед. Коэффициент использования и эксплуатации нагнетательных скважин соответственно составили 0,86/0,86 доли ед.

В 2025г по объекту было отобрано 4,4 тыс. т нефти, 0,572 млн. м³ растворенного в нефти газа, 97,6 тыс. т жидкости, 0,177 млн. м³ сухого газа и 0,02 тыс. т конденсата. Не считая добычу сухого газа и конденсата, по добыче УВС объекта отмечается уменьшение уровней добычи относительно предыдущего года, обусловленное уменьшением фонда добывающих скважин в связи с выбытиями 4 скважин (№№54, 57, 77, 79) по причине снижения и отсутствия притока и роста обводненности, а также меньшими значениями среднегодового дебита нефти (1,8 т/сут при прошлогоднем значении 1,9 т/сут) и коэффициента использования добывающих скважин (0,66 доли ед. при прошлогоднем значении 0,76 доли ед.). Темп отбор от НИЗ и ТИЗ текущего года составили соответственно 0,7/1,1%, среднегодовая обводненность отмечается незначительным увеличением с 94,2% в прошлом году до 95,5%. Газовый фактор составил 130,5 м³/т, что также ниже прошлогоднего значения 328,9 м³/т.

По нагнетательным скважинам было закачено 139,4 тыс. м³, что незначительно ниже прошлогоднего уровня 179,3 тыс. м³, что обусловлено низкими значениями коэффициента использования 0,5 доли ед. и коэффициента эксплуатации 0,91 доли ед. в связи с простоями нагнетательных скважин объекта в первой половине года. Среднегодовая приемистость

нагнетательных скважин составила 252,6 м³/сут, годовая компенсация отборов закачкой составила 146,2%, накопленная компенсация – 110,1%.

На 01.01.2026г по объекту суммарно отобрано 219,4 тыс. т нефти, 995,4 тыс. т жидкости, 217,792 млн. м³ растворенного в нефти газа, 75,939 млн. м³ сухого газа, 8,0 тыс. т конденсата. Темп отбора от НИЗ нефти за 2025 составил 0,7%, темп отбора от ТИЗ нефти составил 1,1%. Отбор от НИЗ нефти – 34,8%, текущий КИН – 0,069 доли ед., отбор от НИЗ сухого газа – 98,6%, текущий КИГ – 0,779 доли ед., отбор от НИЗ конденсата – 124,6%, текущее значение КИК – 0,676 доли ед. По нагнетательным скважинам накопленная закачка воды составила 1205,5 тыс. м³ при накопленной компенсации отборов жидкости 110,1%.

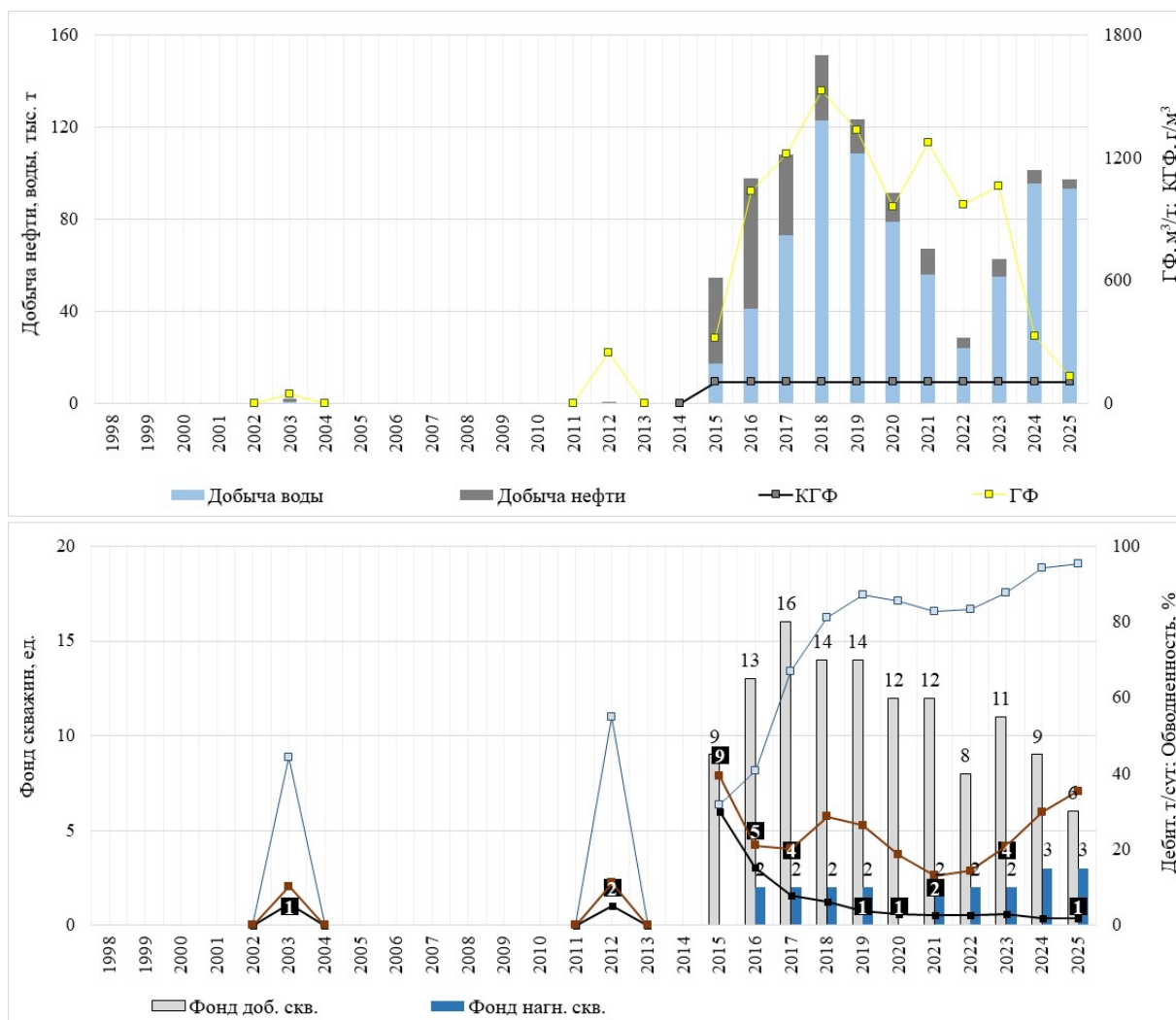


Рисунок 3.2.8 - Технологические показатели III объекта с начала разработки

IV объект

IV объект разрабатывается 2 недропользователями – ТОО «СП «Казгермунай» («КГМ») и ТОО «Недра Ком» («НК»). Объект был введен в разработку в 2021г при вводе из бурения скважины №72 силами «КГМ». В промышленную разработку участок на территории «КГМ» вступил в 2023г согласно «Дополнению к проекту разработки ...» [24],

участок на контрактной территории «НК» вступил в стадию промышленной разработки в 2024г согласно «Дополнению к проекту разработки Юго-Западного поднятия ...» [34], составленного отдельно по участку контрактной территории «НК». Всего на объекте на дату проекта эксплуатируются 7 скважин, из них на балансе «КГМ» числятся 4 скважины (№№72, 101, 102, 107), все скважины на территории «КГМ» на дату проекта находятся в действии, еще 3 скважины (А-1, А-10, А-11) добывающего фонда числятся на балансе «НК», из которых на дату проекта 2 скважины находятся в действии (А-1, А-11), 1 скважина (А-10) – в бездействии. Кроме того, еще 2 скважины на балансе «НК» (А-3, А-4) числятся в фонде оценочных скважин и были пробурены согласно проектам разведочных работ – скважина А-4 была пробурена за контуром нефтеносности, скважина А-3 пробурена внутри контура нефтеносности горизонта М-I Юго-западного участка месторождения, обе скважины на дату проекта находятся в бездействии в связи с запретом на добычу оценочных скважин в зоне неапробированных ГКЗ РК запасов или запретом/опробованием скважин на срок не более 90 дней.

За текущий 2025г по объекту были пробурены и введены в эксплуатацию 2 скважины – по территории «КГМ» скважина №107 была пробурена согласно действующему проектному документу, по территории «НК» была пробурена и опробована разведочная скважина А-3 согласно проектам разведочных работ, после 3 месяцев испытания скважина была остановлена по причине запрета добычи скважин (на дату проекта находится в бездействии), не предусмотренных проектным документом (статья), в проектной части настоящего проекта предусматривается ввод скважины в эксплуатацию с 2026г.

Разработка объекта ведется на естественном режиме истощения без системы ППД, как предусматривалось действующими проектными документами. С начала разработки объекта наблюдается увеличение добычи нефти по годам с 6,8 тыс. т в 2021г до 23,4 тыс. т в 2023г, далее наблюдается снижение до 16,3 тыс. т в 2024г с дальнейшим увеличением до 19,4 тыс. т в 2025г. Рост добычи происходит по причине дополнительной добычи при вводе новых скважин из бурения, снижение добычи происходит по причине низких значений коэффициентов использования и эксплуатации.

В 2021г по объекту было добыто 6,8 тыс. т нефти, 7,7 тыс. т жидкости и 0,642 млн. м³ растворенного в нефти газа при темпе отбора от НИЗ и ТИЗ нефти 0,9% и газовом факторе 94,3 м³/т. При соотношении добычи жидкости и нефти, обводненность продукции составила 11,1%. Среднегодовой дебит нефти составил 75,7 т/сут, среднегодовой дебит жидкости – 85,2 т/сут, дебит газа – 7,1 тыс. м³/сут при коэффициенте использования 0,25 доли ед. и коэффициенте эксплуатации 0,74 доли ед.

В 2022г отмечается увеличение годовой добычи нефти до 16,3 тыс. т относительно предыдущего года на 9,5 тыс. т (на 139,8%), увеличение добычи жидкости (19,1 тыс. т) на 11,5 тыс. т (или на 149,4%) и увеличение добычи растворенного в нефти газа (1,115 млн. м³) на 0,473 млн. м³ (или на 73,6%) при темпе отбора от НИЗ и ТИЗ 2,3% соответственно. Увеличение добычи УВС относительно предыдущего года обусловлено относительно большим коэффициентом использования 0,68 доли ед. и коэффициентом эксплуатации 0,90 доли ед., что больше прошлогоднего уровня, а также вводом из бурения новой скважины А-1 на территории «НК», по которой было добыто 8,5 тыс. т нефти и 10,8 тыс. т жидкости при коэффициенте использования/эксплуатации 0,99 дол ед. Среднегодовой дебит нефти скважин составил 33,0 т/сут, дебит жидкости – 38,6 т/сут, среднегодовой дебит газа – 2,3 тыс. м³/сут при фонде добывающих скважин 2 ед. При этом, среднегодовой дебит нефти новых скважин составил 23,4 т/сут, дебит жидкости – 29,5 т/сут, среднегодовой дебит газа – 0,2 тыс. м³/сут. Среднегодовой газовый фактор – 68,2 м³/т, что меньше прошлогоднего уровня (94,3 м³/т). Среднегодовая обводненность составила 14,6%, что ниже относительно предыдущего года на 3,4%.

В 2023г в целом по объекту было добыто 23,4 тыс. т, что на 7,1 тыс. т (+43,3%) больше прошлогоднего уровня. Добыча жидкости составила 36,7 тыс. т, что также больше прошлогоднего уровня на 17,5 тыс. т (+91,7%), добыча растворенного в нефти газа в объеме 2,333 млн. м³ больше прошлого года на 1,219 млн. м³ (+109,4%). Также отмечается увеличение обводненности продукции до 36,1%, уменьшение среднегодового дебита нефти с 33,0 т/сут в прошлом году до 24,2 т/сут и дебита жидкости с 38,6 т/сут до 37,9 т/сут, незначительное увеличение среднегодового дебита газа с 2,3 тыс. м³/сут до 2,4 тыс. м³/сут. Коэффициент использования составил 0,66 доли ед., что на уровне прошлого года, коэффициент эксплуатации составил 0,96 доли ед., что незначительно выше прошлогоднего значения. Увеличение уровней добычи УВ обусловлено вводом 2 новых скважин из бурения (№№А-10, А-11) по территории «НК», по которым было добыто 4,1 тыс. т нефти, 6,9 тыс. т жидкости и 0,031 млн. м³ растворенного в нефти газа при коэффициенте использования/эксплуатации 0,42/0,90 доли ед. Фонд добывающих скважин к концу года с учетом новых скважин составил 4 ед. при среднегодовом дебите нефти 13,6 т/сут, дебите жидкости 22,8 т/сут, дебите газа 0,1 тыс. м³/сут.

В 2024г отмечается снижение добычи нефти до 16,3 тыс. т относительно предыдущего года (-7,1 тыс. т или на 30,5%) при темпе отбора от НИЗ/ТИЗ 2,2/2,4% соответственно, несмотря на ввод 2 новых скважин из бурения (№№101, 102), по которым было добыто 1,5 тыс. т нефти, 2,9 тыс. т жидкости и 0,015 млн. м³ растворенного в нефти газа при коэффициенте использования/эксплуатации 0,14/0,67 доли ед. Уменьшение добычи нефти

было обусловлено низким значением коэффициента использования на уровне 0,41 доли ед. и коэффициента эксплуатации 0,93 доли ед. Добыча жидкости на уровне 32,4 тыс. т незначительно ниже прошлогоднего значения (36,7 тыс. т) на 4,2 тыс. т (-11,5%). Добыча растворенного газа составила 0,567 млн. м³, что также ниже прошлогоднего уровня на 1,767 млн. м³ (-75,7%), с учетом чего отмечается уменьшение газового фактора с 99,7 м³/т до 34,8 м³/т в данном году. Среднегодовая обводненность на уровне 49,9% больше прошлогоднего значения (36,1%) на 13,7%. Фонд добывающих скважин к концу года составил 6 ед. при среднегодовых дебитах нефти 17,9 т/сут, дебите жидкости 35,7 т/сут, дебите газа – 0,6 тыс. м³/сут.

В 2025г по объекту было отмечено увеличение добычи нефти до 19,4 тыс. т (+3,1 тыс. т или 19,1%), увеличение добычи жидкости 39,3 тыс. т (+6,9 тыс. т или 21,3%) и уменьшение добычи растворенного в нефти газа до 0,205 млн. м³ (-0,361 млн. м³ или -63,7%). Увеличение добычи нефти и жидкости происходит по причине сравнительно большего значения коэффициента использования (0,52 доли ед.) и коэффициента эксплуатации (0,94 доли ед.), а также дополнительной добычей по новой скважине №107, введенной из бурения, по которой было добыто 1,7 тыс. т нефти, 2,2 тыс. т жидкости и 0,017 млн. м³ растворенного в нефти газа при среднегодовой обводненности 22,1%, среднегодовом дебите нефти 11,5 т/сут, дебите жидкости 14,7 т/сут, дебите газа 0,1 тыс. м³/сут, коэффициенте использования/эксплуатации 0,41/0,97 доли ед. Фонд добывающих скважин к концу года составил 7 ед., среднегодовой дебит нефти составил 14,7 т/сут, дебит жидкости – 29,8 т/сут, дебит газа – 0,2 тыс. м³/сут при среднегодовой обводненности 50,8%.

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 82,2 тыс. т, накопленная добыча жидкости – 135,2 тыс. т, накопленная добыча растворенного в нефти газа – 4,862 млн. м³. Отбор от НИЗ нефти – 11,3%, текущий КИН – 0,034 доли ед. при утвержденном значении 0,300 доли ед. Из них, по контрактной территории «КГМ» отобрано 60,5 тыс. т нефти, 99,2 тыс. т жидкости, 4,698 млн. м³ растворенного в нефти газа, отбор от НИЗ нефти по контрактной территории «КГМ» по IV объекта составил 12,2%, текущий КИН – 0,037 доли ед. По контрактной территории «НК» всего отобрано 21,7 тыс. т нефти, 36,0 тыс. т жидкости, 0,164 млн. м³ растворенного в нефти газа, отбор от НИЗ – 9,4%, текущий КИН – 0,028 доли ед.

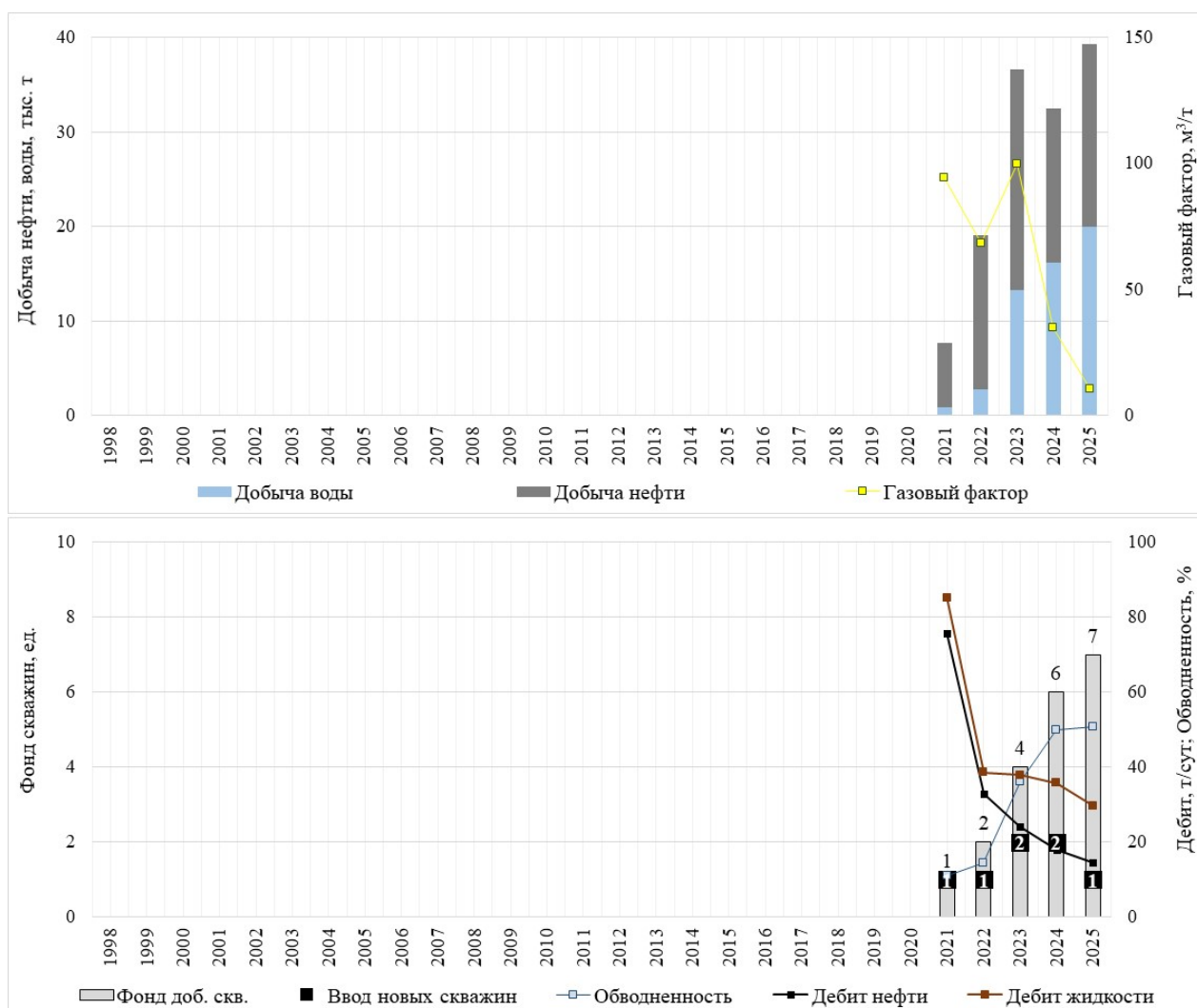


Рисунок 3.2.9 - Технологические показатели IV объекта с начала разработки

В целом по месторождению

В целом по месторождению за последние 5 лет отмечается, что увеличение добычи нефти в 2023г происходит по причине ввода новых скважин в добывающий фонд из бурения или переводом из прочих категорий, а также относительно большим значением коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин. По газоконденсатным залежам рост или падение добычи сухого газа и конденсата происходит по причине увеличения или соответственно уменьшения фонда добывающих скважин, а также значениями коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин I и III объекта.

В 2021г в целом по месторождению было добыто 47,7 тыс. т нефти, 34,784 млн. м³ растворенного в нефти газа, 175,7 тыс. т жидкости, 11,677 млн. м³ сухого газа и 1,4 тыс. т конденсата при среднегодовой обводненности 72,0%, коэффициенте использования/эксплуатации 0,67/0,97 доли ед. В течение года были введены 2 новые скважины из бурения (№№72 на IV объект, 73 на II объект) и 2 скважины были переведены

из наблюдательного фонда (№№40, 55 на III объект), по которым было добыто 13,8 тыс. т нефти, 17,9 тыс. т жидкости и 1,916 млн. м³ растворенного в нефти газа при среднегодовой обводненности 23,1%, коэффициенте использования/эксплуатации 0,40/0,92 доли ед. Среднегодовой дебит нефти составил 7,8 т/сут (в т.ч. по новым скважинам 23,3 т/сут), среднегодовой дебит жидкости составил 24,0 т/сут (30,3 т/сут по новым скважинам), среднегодовой дебит газа – 6,3 тыс. м³/сут (3,2 тыс. м³/сут), среднегодовой дебит сухого газа – 9,4 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит конденсата – 1,1 т/сут. Фонд добывающих скважин к концу года составил 20 ед. Закачка воды за данный год при фонде нагнетательных скважин 2 ед. составила 94,6 тыс. м³, при этом приемистость нагнетательных скважин составила 288,3 м³/сут при коэффициенте использования/эксплуатации 0,45/0,83 доли ед.

В 2022г отмечается резкое снижение добычи нефти месторождения в количестве 32,7 тыс. т относительно предыдущего года (47,7 тыс. т) и добычи жидкости 117,4 тыс. т (при прошлогодней добыче жидкости 175,7 тыс. т), с учетом чего обводненность продукции 71,9% практически на прошлогоднем уровне (72,0%). По газоконденсатным залежам месторождения также отмечается снижение добычи сухого газа 2,994 млн. м³, добычи конденсата 0,3 тыс. т. В течение года была введена из бурения 1 добывающая скважина (А-1) по контрактной территории «НК», по которой было добыто 8,5 тыс. т нефти, 10,8 тыс. т жидкости и 0,063 млн. м³ растворенного в нефти газа при среднегодовом дебите нефти 23,4 т/сут и жидкости 29,5 т/сут жидкости, среднегодовом дебите газа 0,2 тыс. м³/сут. Снижение добычи уровней УВС происходит по причине низкого значения коэффициента использования 0,42 доли ед., коэффициенте эксплуатации 0,76 доли ед., и меньшего фонда добывающих скважин 17 ед. ввиду выбытия 4 скважин из добывающего фонда (№№53, 54, 55, 61). Добыча сухого газа на уровне 2,994 млн. м³ значительно ниже прошлогоднего уровня 11,677 млн. м³, также как добыча конденсата 0,3 тыс. т при прошлогодней добыче конденсата 1,4 тыс. т. Среднегодовой дебит нефти 10,2 т/сут, среднегодовой дебит жидкости 32,0 т/сут превышают прошлогодние значения, а среднегодовой дебит газа 3,2 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит сухого газа 6,4 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит конденсата 0,6 т/сут меньше прошлогодних значений. По нагнетательным скважинам (2 ед.) закачка воды составила 90,1 тыс. м³ при приемистости 188,5 м³/сут. Движения в фонде нагнетательных скважин в течение года не отмечается.

В 2023г добыча нефти 48,2 тыс. т и добыча жидкости 221,4 тыс. т, что значительно превысили добычу нефти (32,7 тыс. т) и добычу жидкости (117,4 тыс. т) прошлого года за счет ввода новых скважин из бурения в количестве 3 скважин (№№82, А-10, А-11) и 3 скважин, переведенных под добычу из прочих категорий (№№8, 54, 77). По новым

введенным скважинам было получено всего 5,6 тыс. т нефти, 35,4 тыс. т жидкости, 15,238 млн. м³ общего газа при среднегодовом дебите нефти 10,3 т/сут, дебите жидкости 65,0 т/сут, дебите газа 28,0 тыс. м³/сут. С учетом ввода новых скважин и выбытия, фонд добывающих скважин к концу года по месторождению составил 22 ед. при среднегодовом дебите нефти 9,3 т/сут, среднегодовом дебите жидкости 37,6 т/сут, среднегодовом дебите общего газа 6,3 тыс. м³/сут. Среднегодовая обводненность добывающих скважин составила 78,2%, что незначительно выше прошлогоднего показателя 71,9%, при этом среднегодовая обводненность новых скважин составила 84,1%, переходящих скважин – 77,1%. Коэффициент использования/эксплуатации добывающих скважин составили 0,62/0,94 доли ед., в том числе новых скважин – 0,25/0,89 доли ед. По нагнетательным скважинам (2 ед.) годовая закачка воды составила 117,2 тыс. м³ при среднегодовой приемистости 197,0 м³/сут, коэффициенте использования/эксплуатации 0,75/0,82 доли ед.

В 2024г по месторождению отмечается снижение добычи нефти (38,3 тыс. т), добычи растворенного в нефти газа (9,479 млн. м³), добычи сухого газа (15,868 млн. м³), добычи конденсата (0,01 тыс. т) относительно уровней добычи предыдущего года, при этом отмечается увеличение добычи жидкости (247,1 тыс. т) при прошлогоднем уровне добычи 221,4 тыс. т. В течение года отмечается увеличение фонда добывающих скважин при вводе из бурения 5 скважин (№№83, 101, 102, 103, А-4), а также переводом в добывающий фонд скважины №55 из наблюдательного фонда. Также в течение года 5 скважин выбыли из добывающего фонда (№№26, 40, 47, 78, 10D), с учетом чего фонд добывающих скважин к концу года составил 23 ед. Среднегодовая обводненность продукции месторождения составила 84,5%, что выше прошлогоднего значения (78,2%) на 6,3%, при этом среднегодовая обводненность новых скважин составила 75,9%, переходящих скважин – 84,9%. Среднегодовой дебит нефти составил 6,9 т/сут, в том числе новых скважин – 9,4 т/сут. Среднегодовой дебит жидкости месторождения составил 37,5 т/сут, в том числе по новым скважинам – 18,4 т/сут. Среднегодовой дебит общего газа месторождения составил 3,8 тыс. м³/сут, в том числе по новым скважинам – 8,5 тыс. м³/сут, сухого газа – 15,0 тыс. м³/сут, в том числе по новым скважинам – 15,7 тыс. м³/сут, конденсата – 0,01 т/сут, в том числе новых скважин – 0,004 т/сут. Коэффициент использования/эксплуатации добывающих скважин составил 0,54/0,93 доли ед., в том числе новых скважин – 0,12/0,69 доли ед. По нагнетательному фонду отмечается увеличение фонда за счет перевода под закачку скважины №23 на I объекте и скважины №61 на III объекте. Всего в течение года закачка воды составила 179,3 тыс. м³, при приемистости нагнетательных скважин – 182,4 м³/сут, коэффициент использования/эксплуатации – 0,65/0,90 доли ед.

В 2025г было добыто 39,6 тыс. т нефти, что больше прошлогодней добычи нефти (38,3 тыс. т) на 1,3 тыс. т (или на 3,4%), при этом добыча жидкости в количестве 261,3 тыс. т больше прошлогодней добычи (247,1 тыс. т) на 14,3 тыс. т (+5,8%), с учетом чего среднегодовая обводненность 84,8% практически на прошлогоднем уровне 84,5%. Добыча сухого газа на уровне 8,815 млн. м³ значительно ниже прошлогоднего уровня (15,868 млн. м³) на 7,053 млн. м³ (-44,4%), добыча конденсата в размере 0,1 тыс. т больше прошлогоднего уровня (0,01 тыс. т). В течение года фонд добывающих скважин увеличился за счет ввода новых скважин из бурения (№105 на II объект, №107 на IV объект) и переводом из наблюдательного фонда (№26 на III объект, №47 на II объект), при этом 5 скважин выбыли (№105 на II объекте и №№54, 57, 77, 79 на III объекте), с учетом чего фонд добывающих скважин к концу года составил 22 ед. По новым скважинам месторождения суммарно было отобрано 2,5 тыс. т нефти, 10,1 тыс. т жидкости и 0,125 млн. м³ растворенного в нефти газа при среднегодовой обводненности 75,3%, коэффициенте использования/эксплуатации 0,36/0,82 доли ед., среднегодовом дебите 4,7 т/сут по нефти, 19,2 т/сут по жидкости и 0,2 тыс. м³/сут по газу. Закачка воды отмечается снижением относительно предыдущего года и составила 139,4 тыс. м³ при фонде нагнетательных скважин 4 ед., коэффициенте использования/эксплуатации 0,37/0,87 доли ед. и среднегодовой приемистости 249,9 м³/сут. Снижение закачка воды обусловлено низким значением коэффициента использования/эксплуатации и бездействием скважины №23 на I объекте в связи с простоем скважины из-за отсутствия полномерной разработки газоконденсатных залежей I объекта.

По состоянию на 01.01.2026г по месторождению всего накопленная добыча нефти составила 643,2 тыс. т, накопленная добыча жидкости – 2279,4 тыс. т, накопленная добыча растворенного газа – 329,969 млн. м³, накопленная добыча сухого газа – 224,566 млн. м³, накопленная добыча конденсата – 14,2 тыс. т. Отбор от НИЗ нефти месторождения составил 34,2%, текущий КИН – 0,086 доли ед. при утвержденном значении 0,250 доли ед., отбор от НИЗ сухого газа – 39,3%, текущий КИГ – 0,343 доли ед. при утвержденном значении 0,872 доли ед., отбор от НИЗ конденсата – 23,6%, текущий КИК – 0,181 доли ед. при утвержденном значении 0,764 доли ед. Из них по контрактной территории «КГМ» с начала разработки было отобрано 621,5 тыс. т нефти, 2243,4 тыс. т жидкости, 329,806 млн. м³ растворенного в нефти газа, 224,566 млн. м³ сухого газа и 14,2 тыс. т конденсата, с учетом чего отбор от НИЗ нефти по территории «КГМ» составил 37,6%, текущий КИН – 0,092 доли ед. при утвержденном КИН по «КГМ» 0,245 доли ед., отбор от НИЗ сухого газа – 39,3%, текущий КИГ – 0,343 доли ед. при утвержденном значении 0,872 доли ед., отбор от НИЗ конденсата – 23,6%, текущий КИК – 0,181 доли ед. при утвержденном значении 0,764 доли

ед. По контрактной территории «НК» всего отобрано 21,7 тыс. т нефти, 36,0 тыс. т жидкости, 0,164 млн. м³ растворенного в нефти газа, с учетом чего отбор от НИЗ на дату проекта составил 9,4%, текущий КИН – 0,028 доли ед.

Основные технологические показатели месторождения с начала разработки представлены ниже на рисунке 3.2.10.

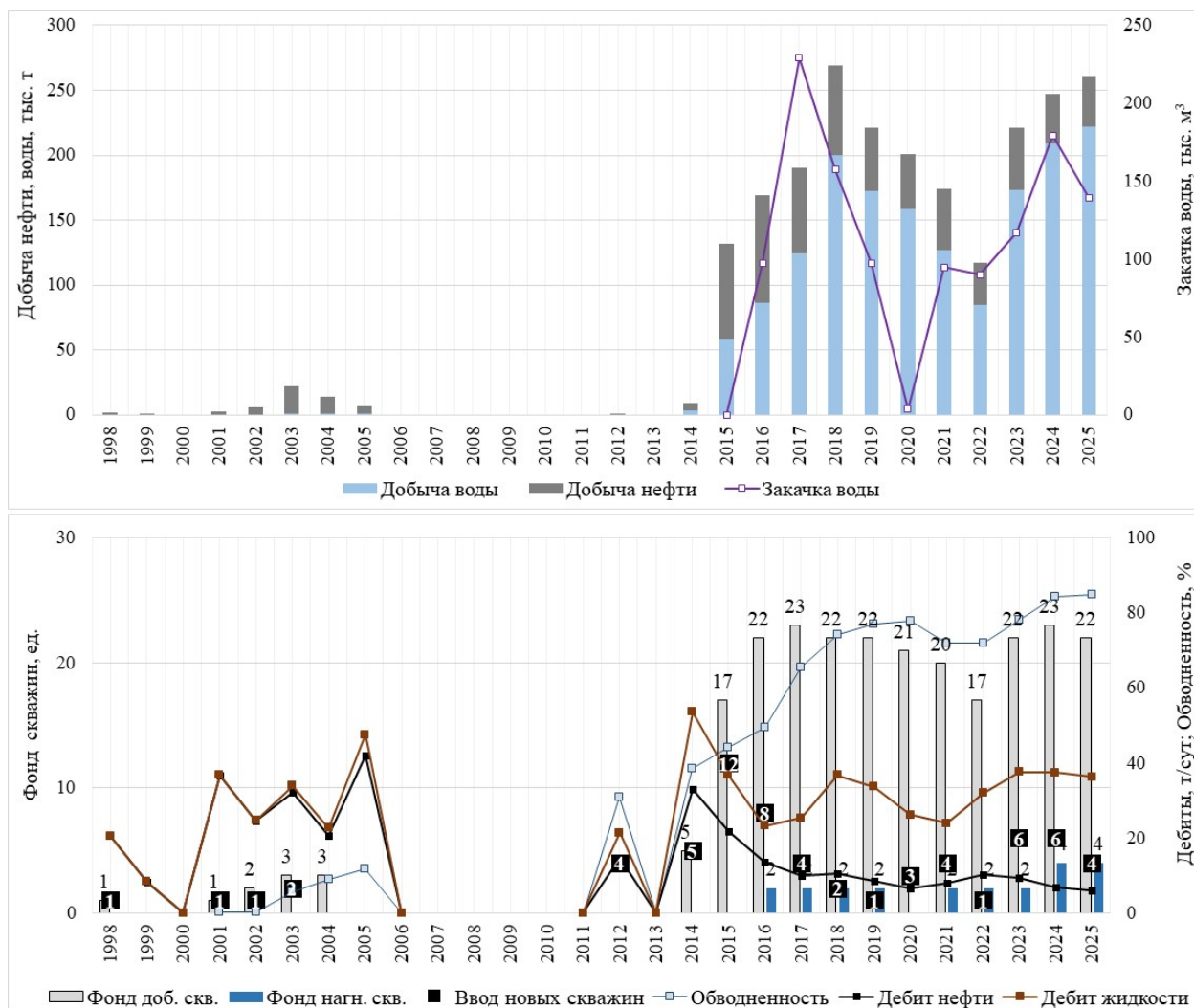


Рисунок 3.2.10 - Технологические показатели месторождения с начала разработки

Резюмируя вышесказанное и анализируя последний период разработки месторождения, можно сделать вывод, что увеличение уровня добычи нефти происходит из-за полученных дополнительной добычи новых скважин, введенных из бурения и переведенных под добычу из других категорий скважин, а также относительно большими значениями коэффициентов работы скважин. Также с вводом новых скважин и выбытием добывающих скважин в другие категории отмечается снижение уровней добычи нефти, газа, конденсата и в целом жидкости и уменьшение обводненности. На уровни добычи сухого газа и конденсата также влияют новые газодобывающие скважины, переведенные в добывающий фонд на разработку газоконденсатных залежей (I и III эксплуатационные объекты), с последующим линейным снижением добычи. Увеличение уровней добычи

растворенного в нефти газа обусловлены как увеличением фонда добывающих скважин, ростом уровней добычи нефти, так и ростом газового фактора, наблюдаемым по II и III эксплуатационным объектам, обусловленных частично режимом растворенного в нефти газа при падении пластового давления по естественным причинам разработки. Снижение уровней добычи УВ по месторождению в целом и снижение среднегодовых дебитов, а также постепенное увеличение обводненности обусловлены характерным для данной стадии разработки естественными причинами разработки в виду ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в призабойных зонах работающих скважин, снижением продуктивности и выработкой запасов УВС. Низкие значения показателей коэффициентов работы скважин обусловлены частыми простоями скважин по причинам ремонтных работ, оптимизации работ насосов механизированного фонда скважин, переводами и выбытиями скважин, а также отсутствием утвержденного технологического показателя касательно скважин «КГМ» в 2022г и скважин «НК» в 2024г. С целью оптимизации системы разработки с целью организации системы ППД были пересмотрены роли нагнетательных скважин, с этой целью неэффективные в плане закачки скважины №№68, 69 были переведены в контрольный фонд, вместо чего под закачку были в 2021г переведены скважины №№41, 51 на III объект, в 2024г были введены еще 2 скважины №23 на I объект и №61 на III объект.

Ниже в таблицах 3.2.5-3.2.12 приведены основные технологические показатели эксплуатационных объектов и месторождения за последние 5 лет (период 2021-2025гг).

Таблица 3.2.5 - Динамика основных технологических показателей I объекта за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1.	Добыча сухого газа, млн. м³	4,859	0,862	15,805	15,831	8,638
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>13,884</i>	<i>4,388</i>	<i>0,000</i>
3.	Добыча конденсата, тыс. т	0,7	0,04	0,1	0,01	0,1
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,1</i>	<i>0,001</i>	<i>0,0</i>
5.	Добыча нефти, тыс. т	1,0	0,4	0,4	0,1	0,0
6.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
7.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>1,0</i>	<i>0,4</i>	<i>0,4</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>
8.	<i>мехспособом</i>	<i>1,0</i>	<i>0,4</i>	<i>0,4</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>
9.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	0,160	0,061	0,059	0,018	0,000
10.	Общая добыча газа, млн. м³	5,020	0,923	15,864	15,849	8,638
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>13,884</i>	<i>4,388</i>	<i>0,000</i>
12.	Добыча жидкости, тыс. т	9,5	3,6	7,9	4,4	1,2
13.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>3,0</i>	<i>0,4</i>	<i>0,0</i>
14.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>9,5</i>	<i>3,6</i>	<i>4,9</i>	<i>4,0</i>	<i>1,1</i>
15.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	107,491	108,352	124,157	139,989	148,627
16.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	6,0	6,0	6,1	6,1	6,2
17.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	94,2	94,6	95,0	95,1	95,1
18.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	<i>22,7</i>	<i>23,1</i>	<i>23,4</i>	<i>23,6</i>	<i>23,6</i>
19.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	14,097	14,158	14,217	14,235	14,235
20.	Накопленная добыча общего газа, млн. м³	121,587	122,511	138,375	154,224	162,862
21.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	155,8	159,4	167,3	171,8	173,0
22.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
23.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,6	0,2	0,2	0,1	0,0
24.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	1,5	0,6	0,6	0,2	0,0
25.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,099	0,099	0,099	0,100	0,100
26.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	58,1	58,4	58,6	58,7	58,7
27.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,089	0,090	0,091	0,091	0,093
28.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	11,1	11,2	11,4	11,4	11,6
29.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,193	0,194	0,222	0,251	0,266
30.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	21,7	21,9	25,1	28,3	30,0
31.	Конденсатно-газовый фактор, г/м³	141,5	45,7	7,4	0,6	13,4
32.	Газовый фактор, м³/т	154,3	158,1	158,1	158,1	0,0
33.	Обводненность продукции (по весу), %	81,8	88,2	93,8	97,3	90,4
34.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>96,2</i>	<i>99,8</i>	<i>98,9</i>
35.	<i>переходящих скважин</i>	<i>81,8</i>	<i>88,2</i>	<i>92,3</i>	<i>97,0</i>	<i>90,0</i>
36.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03
37.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03
38.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
39.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01
40.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	15,3	15,3	17,0	20,4	22,1
41.	Ввод новых добывающих скважин, ед.			1	1	
42.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>					
43.	<i>переводом из других объектов</i>			<i>1</i>		
44.	<i>из другого фонда</i>				<i>1</i>	
45.	<i>из консервации</i>					
46.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2			3	
47.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	<i>2</i>			<i>3</i>	
48.	<i>в консервацию</i>					
49.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	3	1	1
50.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	1	1
51.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.				1	
52.	<i>в т.ч.: из бурения</i>					
53.	<i>из добывающего фонда</i>					
54.	<i>из прочих категорий</i>				<i>1</i>	

Продолжение таблицы 3.2.5

1	2	3	4	5	6	7
55.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.					
56.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	1
57.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0
58.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
59.	<i>по нефти (т/сут)</i>	1,7	1,9	1,0	1,3	0,0
	<i>по жидкости (т/сут)</i>	9,9	8,9	10,8	5,5	3,3
60.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	5,3	2,3	21,8	19,9	23,9
61.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	13,5	4,2	43,3	22,3	23,9
62.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	1,9	0,2	0,3	0,01	0,3
63.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
64.	<i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>по жидкости (т/сут)</i>	0,0	0,0	9,6	1,5	0,0
65.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0	44,2	15,7	0,0
66.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0	44,2	15,7	0,0
67.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,4	0,004	0,0
68.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
69.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	3,1 (1,3-5,0)	3,0 (1,3-5,0)	3,5 (1,3-6,1)	3,2 (1,3-5,0)	3,6 (3,1-3,9)
70.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	1,3	1,3	1,3	1,3	3,1
71.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	5,0	5,0	6,1	5,0	3,9
72.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	-	-	---	---	6,1 (6,0-6,2)
73.	<i>минимальное устьевое давление, МПа</i>	-	-	-	-	6,0
74.	<i>максимальное устьевое давление, МПа</i>	-	-	-	-	6,2
75.	Среднее пластовое давление, МПа	8,1	6,2	6,7	6,0	6,5
76.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,65	0,56	0,66	0,55	0,99
77.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>			0,86	0,76	
78.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,83	0,92	0,87	0,99
79.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>			0,86	0,91	
80.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.				0,00	0,003
81.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>				0,00	
82.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.				0,00	0,03
83.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>				0,00	
84.	Плотность сетки скважин, га/скв.	341,9	341,9	307,7	256,4	256,4

Таблица 3.2.6 - Динамика основных технологических показателей II объекта за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча нефти, тыс. т	29,0	11,4	16,6	16,0	15,8
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,6	0,0	0,0	0,9	0,8
3.	<i>из переходящих скважин</i>	22,4	11,4	16,6	15,1	15,1
4.	<i>мехспособом</i>	29,0	11,4	16,6	16,0	15,8
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	20,057	3,189	9,886	6,953	4,902
6.	Добыча жидкости, тыс. т	90,7	65,8	113,9	108,9	123,2
7.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	9,8	0,0	0,0	1,1	6,5
8.	<i>из переходящих скважин</i>	80,9	65,8	113,9	107,8	116,7
9.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	186,7	198,1	214,7	230,7	246,6
10.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	180,5	191,9	208,6	224,6	240,4
11.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	68,151	71,339	81,225	88,178	93,080
12.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	564,1	629,9	743,7	852,6	975,8
13.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	2,9	1,2	1,7	1,6	1,6
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	7,9	3,1	4,6	4,4	4,3
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	14,0	6,4	10,0	10,7	11,8
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,189	0,201	0,218	0,234	0,250
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	51,2	54,3	58,8	63,2	67,6
18.	Газовый фактор, м³/т	692,4	279,9	594,0	434,3	309,6
19.	Обводненность продукции (по весу), %	68,1	82,7	85,4	85,3	87,1
20.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	32,7	0,0	0,0	23,3	88,2
21.	<i>переходящих скважин</i>	72,4	82,7	85,4	86,0	87,1
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	11,9	11,9	11,9	17,0	20,4
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1			3	2
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1			3	1
25.	<i>переводом из других объектов</i>					
26.	<i>из другого фонда</i>					1
27.	<i>из консервации</i>					
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.	1		1		1
29.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	1		1		1
30.	<i>на другой объект</i>					
31.	<i>под закачку</i>					
32.	<i>в консервацию</i>					
33.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	4	7	8
34.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	4	6	8
35.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	17,0	11,8	10,8	10,1	5,8
36.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	53,3	67,9	73,9	68,7	44,8
37.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	11,8	3,3	6,4	4,4	1,8
38.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	48,2	0,0	0,0	5,8	2,3
39.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	71,6	0,0	0,0	7,6	19,5
40.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	6,5	0,0	0,0	0,8	0,3
41.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	6,5 (2,7-13,0)	7,2 (3,8-13,0)	8,4 (3,8-16,7)	8,4 (3,8-16,7)	8,3 (2,8-16,7)
42.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	2,7	3,8	3,8	3,8	2,8
43.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	13,0	13,0	16,7	16,7	16,7
44.	Среднее пластовое давление, МПа	12,0	12,0	12,0	12,0	14,1
45.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,78	0,53	0,84	0,62	0,84
46.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,38			0,14	0,45
47.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,79	0,94	0,94	0,92
48.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,90			0,70	0,77
49.	Плотность сетки скважин, га/скв.	85,4	85,4	85,4	59,8	49,8

Таблица 3.2.7 - Динамика основных технологических показателей III объекта за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1.	Добыча сухого газа, млн. м³	6,818	2,132	0,546	0,036	0,041
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>
3.	Добыча конденсата, тыс. т	0,7	0,2	0,1	0,004	0,004
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
5.	Добыча нефти, тыс. т	10,9	4,6	7,7	5,9	4,4
6.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,4</i>	<i>0,0</i>	<i>1,5</i>	<i>0,0</i>	<i>0,02</i>
7.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>10,6</i>	<i>4,6</i>	<i>6,2</i>	<i>5,9</i>	<i>4,4</i>
8.	<i>мехспособом</i>	<i>10,9</i>	<i>4,6</i>	<i>7,7</i>	<i>5,8</i>	<i>4,4</i>
9.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	13,924	4,479	8,214	1,942	0,708
10.	Общая добыча газа, млн. м³	20,742	6,611	8,760	1,978	0,749
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>1,274</i>	<i>0,000</i>	<i>1,200</i>	<i>0,000</i>	<i>0,003</i>
12.	Добыча жидкости, тыс. т	67,8	28,9	63,0	101,3	97,6
13.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>10,2</i>	<i>0,0</i>	<i>24,4</i>	<i>0,0</i>	<i>1,4</i>
14.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>57,6</i>	<i>28,9</i>	<i>38,7</i>	<i>101,3</i>	<i>96,2</i>
15.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	73,184	75,316	75,862	75,898	75,939
16.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	7,7	7,9	8,0	8,0	8,0
17.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	196,7	201,4	209,1	215,0	219,4
18.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	<i>113,8</i>	<i>118,4</i>	<i>126,1</i>	<i>131,9</i>	<i>136,3</i>
19.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	202,450	206,929	215,143	217,085	217,792
20.	Накопленная добыча общего газа, млн. м³	275,634	282,245	291,005	292,983	293,732
21.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	704,5	733,4	796,5	897,8	995,4
22.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,1	0,2	0,2	0,1
23.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	1,7	0,7	1,2	0,9	0,7
24.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	2,5	1,1	1,8	1,4	1,1
25.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,062	0,064	0,066	0,068	0,069
26.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	31,2	31,9	33,1	34,1	34,8
27.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,651	0,670	0,675	0,675	0,676
28.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	120,1	123,6	124,5	124,5	124,6
29.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,751	0,772	0,778	0,778	0,779
30.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	95,0	97,8	98,5	98,6	98,6
31.	Конденсатно-газовый фактор, г/м³	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
32.	Газовый фактор, м³/т	1274,6	971,1	1061,2	328,9	160,9
33.	Обводненность продукции (по весу), %	82,8	83,2	87,6	94,2	95,5
34.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>96,4</i>	<i>0,0</i>	<i>93,8</i>	<i>0,0</i>	<i>98,5</i>
35.	<i>переходящих скважин</i>	<i>80,4</i>	<i>83,2</i>	<i>83,7</i>	<i>94,2</i>	<i>95,4</i>
36.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³	94,6	90,1	117,2	179,3	139,4
37.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м³	679,5	769,6	886,8	1066,1	1205,5
38.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	131,8	295,2	180,3	179,5	146,2
39.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	84,5	92,2	98,6	106,7	110,1
40.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	32,3	32,3	34,0	34,0	34,0
41.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2		4		1
42.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>			<i>1</i>		
43.	<i>переводом из других объектов</i>					
44.	<i>из другого фонда</i>	<i>2</i>		<i>3</i>		<i>1</i>
45.	<i>из консервации</i>					
46.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	4	1	2	4
47.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	<i>1</i>	<i>4</i>		<i>2</i>	<i>4</i>
48.	<i>на другой объект</i>			<i>1</i>		
49.	<i>под закачку</i>	<i>1</i>				
50.	<i>в консервацию</i>					
51.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	12	8	11	9	6
52.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	6	10	8	6
53.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	2			1	
54.	<i>в т.ч.: из бурения</i>					

Продолжение таблицы 3.2.7

1	2	3	4	5	6	7
55.	из добывающего фонда	1				
56.	из прочих категорий	1			1	
57.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.					
58.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	3	3
59.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	3	3
60.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
	по нефти (т/сут)	2,5	2,7	2,9	1,9	1,8
61.	по жидкости (т/сут)	13,1	14,4	20,9	29,9	35,4
62.	по общему газу (тыс. м³/сут)	4,0	3,3	2,9	0,6	0,3
63.	по сухому газу (тыс. м³/сут)	7,8	8,0	1,7	0,1	0,1
64.	по конденсату (т/сут)	0,8	0,8	0,2	0,01	0,0
65.	Среднесуточный дебит новых скважин:	1,0	0,0	6,2	0,0	0,4
	по нефти (т/сут)	1,0	0,0	6,2	0,0	0,4
66.	по жидкости (т/сут)	28,2	0,0	100,7	0,0	29,4
67.	по общему газу (тыс. м³/сут)	3,5	0,0	5,0	0,0	0,1
68.	по сухому газу (тыс. м³/сут)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
69.	по конденсату (т/сут)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут	288,3	188,9	198,0	183,1	252,6
71.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	5,6 (1,9-13,7)	5,3 (1,9-13,7)	6,8 (2,0-13,7)	5,0 (2,0-10,6)	5,6 (2,8-10,6)
72.	минимальное забойное давление, МПа	1,9	1,9	2,0	2,0	2,8
73.	максимальное забойное давление, МПа	13,7	13,7	13,7	10,6	10,6
74.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	-	-	8,0 (4,0-12,0)	8,0 (3,2-12,8)	8,2 (3,2-13,2)
75.	минимальное устьевое давление, МПа	-	-	4,0	3,2	3,2
76.	максимальное устьевое давление, МПа	-	-	12,0	12,8	13,2
77.	Среднее пластовое давление, МПа	11,1	11,5	13,1	12,3	12,9
78.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,84	0,40	0,61	0,76	0,66
79.	в т.ч.: новых скважин	0,50		0,17		0,13
80.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,72	0,94	0,93	0,93
81.	в т.ч.: новых скважин	0,99		0,88		0,79
82.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,45	0,65	0,81	0,89	0,50
83.	в т.ч.: новых скважин	0,45			0,86	
84.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,83	0,71	0,81	0,89	0,91
85.	в т.ч.: новых скважин	0,83			0,86	
86.	Плотность сетки скважин, га/скв.	39,5	39,5	37,7	37,7	37,7

Таблица 3.2.8 - Динамика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории «КГМ») за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча нефти, тыс. т	4,6	7,8	16,9	12,9	18,2
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	4,6	0,0	0,0	1,5	1,7
3.	<i>из переходящих скважин</i>	0,0	7,8	16,9	11,4	16,4
4.	<i>мехспособом</i>	4,6	7,8	16,9	12,9	18,2
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	0,626	1,052	2,285	0,542	0,194
6.	Добыча жидкости, тыс. т	5,2	8,3	24,5	24,8	36,4
7.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	5,2	0,0	0,0	2,9	2,2
8.	<i>из переходящих скважин</i>	0,0	8,3	24,5	21,9	34,2
9.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	4,6	12,4	29,4	42,3	60,5
10.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	4,6	12,4	29,4	42,3	60,5
11.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	0,626	1,678	3,963	4,505	4,698
12.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	5,2	13,6	38,1	62,9	99,2
13.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,5	1,0	0,8	1,1
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,9	1,6	3,4	2,6	3,7
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,9	1,6	3,5	2,8	4,0
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,003	0,008	0,018	0,026	0,037
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,9	2,5	5,9	8,6	12,2
18.	Газовый фактор, м³/т	135,0	135,0	135,0	41,9	10,7
19.	Обводненность продукции (по весу), %	11,2	6,7	30,9	47,8	50,1
20.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	11,2	0,0	0,0	48,8	22,1
21.	<i>переходящих скважин</i>	0,0	6,7	30,9	47,7	51,9
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	1,7	1,7	1,7	5,1	6,8
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1			2	1
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1			2	1
25.	<i>переводом из других объектов</i>					
26.	<i>из другого фонда</i>					
27.	<i>из консервации</i>					
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.					
29.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>					
30.	<i>на другой объект</i>					
31.	<i>под закачку</i>					
32.	<i>в консервацию</i>					
33.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	3	4
34.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	3	4
35.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
36.	<i>по нефти (т/сут)</i>	51,6	59,9	46,4	27,6	15,5
37.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	58,1	64,2	67,1	52,9	31,1
38.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	7,0	8,1	6,3	1,2	0,2
39.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
40.	<i>по нефти (т/сут)</i>	51,6	0,0	0,0	14,5	11,5
41.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	58,1	0,0	0,0	28,3	14,7
42.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	7,0	0,0	0,0	0,1	0,1
43.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
44.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
45.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
46.	Среднее пластовое давление, МПа	10,3	10,3	10,3	10,3	8,6
47.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,25	0,36	0,99	0,43	0,80
48.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,25			0,14	0,41
49.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,74	0,71	0,99	0,90	0,96
50.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,74			0,67	0,97
51.	Плотность сетки скважин, га/скв.	279,6	279,6	279,6	93,2	69,9

Таблица 3.2.9 - Динамика основных технологических показателей IV объекта (по территории «НК») за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча нефти, тыс. т	2,2	8,5	6,5	3,3	1,2
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,2	8,5	4,1	0,0	0,0
3.	<i>из переходящих скважин</i>	0,0	0,0	2,4	3,3	1,2
4.	мехспособом	2,2	8,4	6,5	3,3	1,2
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	0,016	0,063	0,048	0,025	0,012
6.	Добыча жидкости, тыс. т	2,4	10,8	12,2	7,6	2,9
7.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,4	10,8	6,9	0,0	0,0
8.	<i>из переходящих скважин</i>	0,0	0,0	5,2	7,6	2,9
9.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	2,2	10,7	17,2	20,5	21,7
10.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	2,2	10,7	17,2	20,5	21,7
11.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	0,016	0,078	0,127	0,152	0,164
12.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	2,4	13,2	25,4	33,0	36,0
13.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	1,1	0,8	0,4	0,2
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,9	3,7	2,8	1,4	0,5
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,9	3,7	2,9	1,6	0,6
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,003	0,014	0,022	0,027	0,028
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,9	4,6	7,4	8,9	9,4
18.	Газовый фактор, м³/т	7,2	7,3	7,5	7,5	9,9
19.	Обводненность продукции (по весу), %	11,0	20,7	46,7	56,5	59,1
20.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	11,0	20,7	40,4	0,0	0,0
21.	<i>переходящих скважин</i>	0,0	0,0	55,0	56,5	59,1
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	0,0	1,7	5,1	6,8	8,5
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.		1	2		
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>		1	2		
25.	<i>переводом из других объектов</i>					
26.	<i>из другого фонда</i>					
27.	<i>из консервации</i>					
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.					
29.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>					
30.	<i>на другой объект</i>					
31.	<i>под закачку</i>					
32.	<i>в консервацию</i>					
33.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	1	3	3	3
34.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	1	3	0	2
35.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	23,4	10,8	7,6	8,0
36.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	0,0	29,5	20,2	17,4	19,5
37.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1
38.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	23,4	13,6	0,0	0,0
39.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	0,0	29,5	22,8	0,0	0,0
40.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
41.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	-	-	-	7,6 (7,1-8,2)	7,6 (7,1-8,2)
42.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	-	-	-	7,1	7,1
43.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	-	-	-	8,2	8,2
44.	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	10,0	10,0
45.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,00	0,99	0,55	0,40	0,14
46.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		0,99	0,42		
47.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,00	0,99	0,94	0,96	0,82
48.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		0,99	0,90		
49.	Плотность сетки скважин, га/скв.	173,2	173,2	57,7	57,7	43,3

Таблица 3.2.10 - Динамика основных технологических показателей в целом по IV объекту за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча нефти, тыс. т	6,8	16,3	23,4	16,3	19,4
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,8	8,5	4,1	1,5	1,7
3.	<i>из переходящих скважин</i>	0,0	7,8	19,3	14,8	17,7
4.	<i>мехспособом</i>	6,8	16,3	23,4	16,3	19,4
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	0,642	1,115	2,333	0,567	0,205
6.	Добыча жидкости, тыс. т	7,7	19,1	36,7	32,4	39,3
7.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	7,7	10,8	6,9	2,9	2,2
8.	<i>из переходящих скважин</i>	0,0	8,3	29,7	29,5	37,1
9.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	6,8	23,1	46,6	62,8	82,2
10.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	6,8	23,1	46,6	62,8	82,2
11.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	0,642	1,756	4,090	4,657	4,862
12.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	7,7	26,8	63,4	95,9	135,2
13.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,7	1,0	0,7	0,8
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,9	2,3	3,2	2,2	2,7
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,9	2,3	3,3	2,4	2,9
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,003	0,010	0,019	0,026	0,034
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,9	3,2	6,4	8,7	11,3
18.	Газовый фактор, м³/т	94,3	68,2	99,7	34,8	10,6
19.	Обводненность продукции (по весу), %	11,1	14,6	36,1	49,9	50,8
20.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	11,1	20,7	40,4	48,8	22,1
21.	<i>переходящих скважин</i>	0,0	6,7	35,1	50,0	52,5
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	1,7	3,4	6,8	11,9	15,3
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1	2	2	1
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	1	2	2	1
25.	<i>переводом из других объектов</i>					
26.	<i>из другого фонда</i>					
27.	<i>из консервации</i>					
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.					
29.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>					
30.	<i>в консервацию</i>					
31.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	4	6	7
32.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	4	3	6
33.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
34.	<i>по нефти (т/сут)</i>	75,7	33,0	24,2	17,9	14,7
35.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	85,2	38,6	37,9	35,7	29,8
36.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	7,1	2,3	2,4	0,6	0,2
37.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
38.	<i>по нефти</i>	75,7	23,4	13,6	14,5	11,5
39.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	85,2	29,5	22,8	28,3	14,7
40.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	7,1	0,2	0,1	0,1	0,1
41.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	5,0	5,0	5,0	7,0 (5,0-8,2)	7,0 (5,0-8,2)
42.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
43.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	5,0	5,0	5,0	8,2	8,2
44.	Среднее пластовое давление, МПа	9,9	9,9	9,9	12,3	9,4
45.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,25	0,68	0,66	0,41	0,52
46.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,25	0,99	0,42	0,14	0,41
47.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,74	0,90	0,96	0,93	0,94
48.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,74	0,99	0,90	0,67	0,97
49.	Плотность сетки скважин, га/скв.	452,8	226,4	113,2	75,5	56,6

Таблица 3.2.11 - Динамика основных технологических показателей в целом по контрактной территории «КГМ» за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	11,677	2,994	16,351	15,868	8,679
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>4,388</i>	<i>0,000</i>
3.	Добыча конденсата, тыс. т	1,4	0,3	0,2	0,01	0,1
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,001</i>	<i>0,0</i>
5.	Добыча нефти, тыс. т	45,6	24,2	41,7	35,0	38,4
6.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>11,6</i>	<i>0,0</i>	<i>1,5</i>	<i>2,4</i>	<i>2,5</i>
7.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>34,0</i>	<i>24,2</i>	<i>40,2</i>	<i>32,6</i>	<i>35,9</i>
8.	<i>мехспособом</i>	<i>45,6</i>	<i>24,2</i>	<i>41,7</i>	<i>34,8</i>	<i>38,4</i>
9.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	34,768	8,781	20,444	9,454	5,803
10.	Общая добыча газа, млн. м ³	46,445	11,775	36,795	25,322	14,482
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>1,900</i>	<i>0,000</i>	<i>15,206</i>	<i>4,507</i>	<i>0,125</i>
12.	Добыча жидкости, тыс. т	173,3	106,7	209,3	239,4	258,4
13.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	<i>15,5</i>	<i>0,0</i>	<i>28,5</i>	<i>9,8</i>	<i>10,1</i>
14.	<i>из переходящих скважин</i>	<i>157,8</i>	<i>106,7</i>	<i>180,8</i>	<i>229,6</i>	<i>248,3</i>
15.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	180,674	183,668	200,019	215,887	224,566
16.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	13,6	13,9	14,1	14,1	14,2
17.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	482,3	506,5	548,1	583,1	621,5
18.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	<i>321,6</i>	<i>345,8</i>	<i>387,5</i>	<i>422,3</i>	<i>460,7</i>
19.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	285,324	294,105	314,548	324,003	329,806
20.	Накопленная добыча общего газа, млн. м ³	465,998	477,773	514,568	539,890	554,372
21.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	1429,7	1536,3	1745,6	1985,0	2243,4
22.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,7	0,4	0,6	0,5	0,6
23.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	2,8	1,5	2,5	2,1	2,3
24.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	3,7	2,1	3,6	3,2	3,6
25.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,071	0,075	0,081	0,086	0,092
26.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	29,2	30,7	33,2	35,3	37,6
27.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,173	0,177	0,179	0,179	0,181
28.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	22,7	23,1	23,4	23,4	23,6
29.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,276	0,280	0,305	0,329	0,343
30.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	31,6	32,1	35,0	37,8	39,3
31.	Обводненность продукции (по весу), %	72,9	77,1	80,0	85,4	85,1
32.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>25,0</i>	<i>0,0</i>	<i>94,7</i>	<i>75,9</i>	<i>75,3</i>
33.	<i>переходящих скважин</i>	<i>77,6</i>	<i>77,1</i>	<i>77,7</i>	<i>85,8</i>	<i>85,5</i>
34.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	94,6	90,1	117,2	179,3	139,4
35.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	679,5	769,6	886,8	1066,1	1205,6
36.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	61,2	61,2	62,9	71,4	76,5
37.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	4		4	6	4
38.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	<i>2</i>		<i>1</i>	<i>5</i>	<i>2</i>
39.	<i>переводом из других объектов</i>					
40.	<i>из другого фонда</i>	<i>2</i>		<i>3</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
41.	<i>из консервации</i>					
42.	Выбытие добывающих скважин, ед.	5	4	1	5	5
43.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>1</i>	<i>5</i>	<i>5</i>
44.	<i>на другой объект</i>					
45.	<i>под закачку</i>	<i>1</i>				
46.	<i>в консервацию</i>					
47.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	20	16	19	20	19
48.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	18	14	17	18	19
49.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	2			2	
50.	<i>в т.ч.: из бурения</i>					
51.	<i>из добывающего фонда</i>	<i>1</i>				
52.	<i>из прочих категорий</i>	<i>1</i>			<i>2</i>	
53.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.					
54.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	4	4

Продолжение таблицы 3.2.11

1	2	3	4	5	6	7
55.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	3	3
56.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
	<i>по нефти (т/сут)</i>	7,5	8,5	9,1	6,9	6,1
57.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	23,7	32,3	39,6	38,9	38,7
58.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	6,3	3,6	7,0	4,1	2,1
59.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	9,4	6,4	23,6	15,0	12,1
60.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	1,1	0,6	0,3	0,01	0,2
61.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
	<i>по нефти (т/сут)</i>	19,6	0,0	6,2	9,4	4,7
62.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	26,2	0,0	117,8	18,4	19,2
63.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	3,2	0,0	62,8	8,5	0,2
64.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	15,7	0,0
65.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
66.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут	288,3	188,9	198,0	183,1	252,2
67.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	7,3 (1,3-13,7)	5,2 (1,3-13,7)	6,1 (1,3-13,7)	5,5 (1,3-10,6)	5,9 (2,8-16,7)
68.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	1,3	1,3	1,3	1,3	2,8
69.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	13,7	13,7	13,7	10,6	16,7
70.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	-	-	8,0 (4,0-12,0)	8,0 (3,2-12,8)	8,2 (3,2-13,2)
71.	<i>минимальное устьевое давление, МПа</i>	-	-	4,0	3,2	3,2
72.	<i>максимальное устьевое давление, МПа</i>	-	-	12,0	12,8	13,2
73.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,67	0,39	0,63	0,56	0,72
74.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,40		0,17	0,12	0,36
75.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,74	0,94	0,93	0,93
76.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,92		0,88	0,69	0,82
77.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,45	0,65	0,81	0,67	0,38
78.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,45			0,43	
79.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,83	0,71	0,81	0,89	0,86
80.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,83			0,86	

Таблица 3.2.12 - Динамика основных технологических показателей в целом по месторождению за период 2021-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	11,677	2,994	16,351	15,868	8,679
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,000	0,000	0,000	4,388	0,000
3.	Добыча конденсата, тыс. т	1,4	0,3	0,2	0,01	0,1
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
5.	Добыча нефти, тыс. т	47,7	32,7	48,2	38,3	39,6
6.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	13,8	8,5	5,6	2,4	2,5
7.	<i>из переходящих скважин</i>	34,0	24,2	42,5	35,9	37,1
8.	<i>мехспособом</i>	47,7	32,7	48,2	38,2	39,6
9.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	34,784	8,843	20,492	9,479	5,815
10.	Общая добыча газа, млн. м ³	46,461	11,837	36,843	25,347	14,494
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	1,916	0,063	15,238	4,507	0,125
12.	Добыча жидкости, тыс. т	175,7	117,4	221,4	247,1	261,3
13.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	17,9	10,8	35,4	9,8	10,1
14.	<i>из переходящих скважин</i>	157,8	106,7	186,0	237,3	251,2
15.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	180,674	183,668	200,019	215,887	224,566
16.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	13,6	13,9	14,1	14,1	14,2
17.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	484,5	517,2	565,3	603,6	643,2
18.	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	323,8	356,5	404,7	442,8	482,4
19.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	285,340	294,183	314,675	324,154	329,969
20.	Накопленная добыча общего газа, млн. м ³	466,014	477,851	514,695	540,041	554,536
21.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	1432,1	1549,5	1771,0	2018,0	2279,4
22.	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5
23.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	2,5	1,7	2,6	2,0	2,1
24.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	3,3	2,3	3,5	2,9	3,1
25.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,064	0,069	0,075	0,080	0,086
26.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	25,7	27,5	30,0	32,1	34,2
27.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,173	0,177	0,179	0,179	0,181
28.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	22,7	23,1	23,4	23,4	23,6
29.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,276	0,280	0,305	0,329	0,343
30.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	31,6	32,1	35,0	37,8	39,3
31.	Обводненность продукции (по весу), %	72,0	71,9	78,2	84,5	84,8
32.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	23,1	20,7	84,1	75,9	75,3
33.	<i>переходящих скважин</i>	78,5	77,3	77,1	84,9	85,2
34.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	94,6	90,1	117,2	179,3	139,4
35.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	679,5	769,6	886,8	1066,1	1205,6
36.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	61,2	62,9	68,0	78,2	85,0
37.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	4	1	6	6	4
38.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	1	3	5	2
39.	<i>переводом из других объектов</i>					
40.	<i>из другого фонда</i>	2		3	1	2
41.	<i>из консервации</i>					
42.	Выбытие добывающих скважин, ед.	5	4	1	5	5
43.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	4	4	1	5	5
44.	<i>на другой объект</i>					
45.	<i>под закачку</i>	1				
46.	<i>в консервацию</i>					
47.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	20	17	22	23	22
48.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	18	15	20	18	21
49.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	2			2	
50.	<i>в т.ч.: из бурения</i>					
51.	<i>из добывающего фонда</i>	1				
52.	<i>из прочих категорий</i>	1			2	
53.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.					
54.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	4	4

Продолжение таблицы 3.2.12

1	2	3	4	5	6	7
55.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	3	3
56.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины:					
	<i>по нефти (т/сут)</i>	7,8	10,2	9,3	6,9	6,1
57.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	24,0	32,0	37,6	37,5	36,4
58.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	6,3	3,2	6,3	3,8	2,0
59.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	9,4	6,4	23,6	15,0	12,1
60.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	1,1	0,6	0,3	0,01	0,2
61.	Среднесуточный дебит новых скважин:					
	<i>по нефти (т/сут)</i>	23,3	23,4	10,3	9,4	4,7
62.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	30,3	29,5	65,0	18,4	19,2
63.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	3,2	0,2	28,0	8,5	0,2
64.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	15,7	0,0
65.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
66.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут	288,3	188,5	197,0	182,4	249,9
67.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	5,3 (1,3-13,7)	5,2 (1,3-13,7)	6,1 (1,3-13,7)	5,8 (1,3-10,6)	6,2 (2,8-16,7)
68.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	1,3	1,3	1,3	1,3	2,8
69.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	13,7	13,7	13,7	10,6	16,7
70.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	-	-	8,0 (4,0-12,0)	8,0 (3,2-12,8)	8,2 (3,2-13,2)
71.	<i>минимальное устьевое давление, МПа</i>	-	-	4,0	3,2	3,2
72.	<i>максимальное устьевое давление, МПа</i>	-	-	12,0	12,8	13,2
73.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,67	0,42	0,62	0,54	0,66
74.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,40	0,99	0,25	0,12	0,36
75.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,76	0,94	0,93	0,93
76.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,92	0,99	0,89	0,69	0,82
77.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,45	0,53	0,75	0,65	0,37
78.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,45			0,41	
79.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,83	0,71	0,82	0,90	0,87
80.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,83			0,31	

3.2.2. Анализ выработки запасов углеводородов из пластов

Анализ выработки запасов УВ из продуктивных горизонтов выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата, состоящих на государственном балансе РК, утвержденных в рамках «Пересчета запасов ...» 2021г [33] и «Перевода запасов ...» 2022г [36], промысловых данных учета добычи УВ по эксплуатационным объектам нефтяных и газоконденсатных залежей месторождения по состоянию на 01.01.2026г. Ниже на рисунке 3.2.11 приведены распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам, где видно, что основная часть геологических запасов (42%) сосредоточены на III объекте, а основная часть извлекаемых запасов (38%) – на IV эксплуатационном объекте.

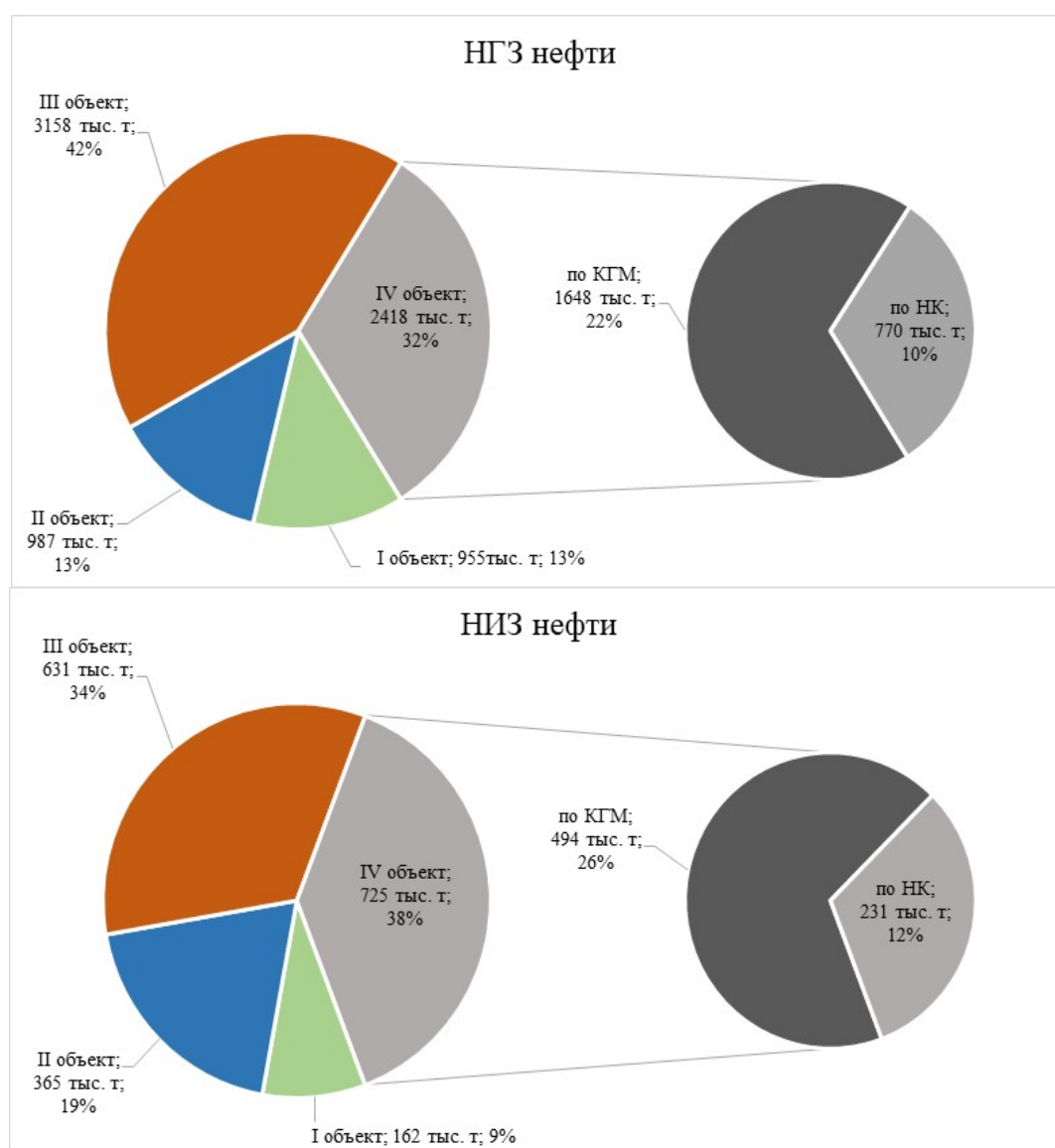


Рисунок 3.2.11 - Распределение запасов нефти по объектам

На рисунках 3.2.11-3.2.13 приведены распределение запасов сухого газа и конденсата, где видно, что основная часть геологических и извлекаемых запасов сухого газа и конденсата приходится на I эксплуатационный объект.

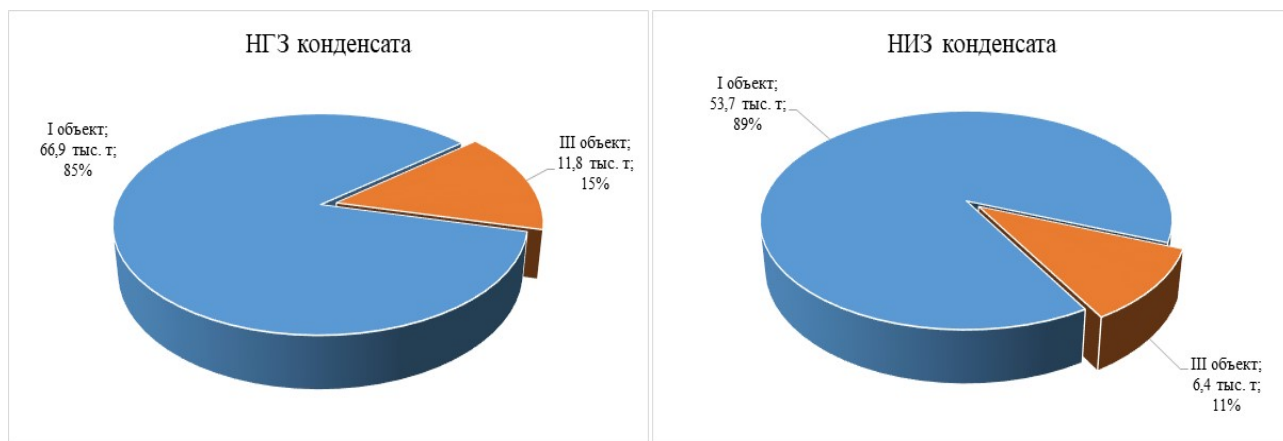


Рисунок 3.2.12 - Распределение запасов конденсата по объектам

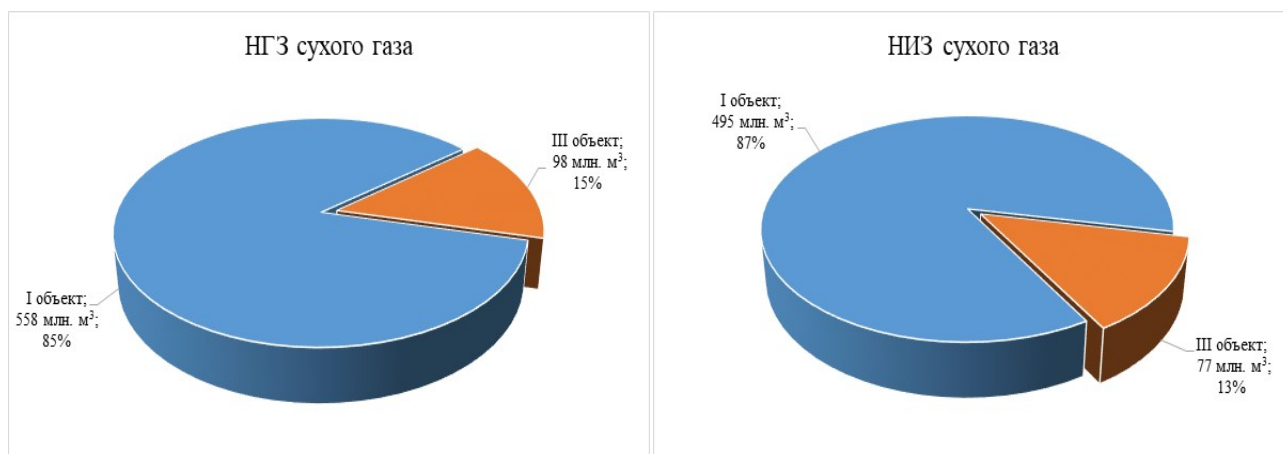


Рисунок 3.2.13 - Распределение запасов сухого газа по объектам

Как показал анализ текущего состояния разработки, наибольший отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) наблюдается по II эксплуатационному объекту в размере 67,6% (при накопленной добыче нефти 246,6 тыс. т), при этом текущее значение КИН составил 0,250 доли ед. при утвержденном значении 0,370 доли ед. Накопленная добыча растворенного газа по объекту при этом составила 93,080 млн. м³, при текущих годовых отборах нефти 15,8 тыс. т и растворенного газа 4,902 млн. м³ значение газового фактора на уровне 309,6 м³/т.

Отбор от НИЗ нефти I объекта составил 58,7%, текущий КИН на отметке 0,100 доли ед. Согласно последнему проведенному полноценному пересчету запасов («Пересчет запасов ...» 2021г [33]) утвержденный КИН I объекта составил 0,170 доли ед. Отбор от НИЗ сухого газа объекта составил 30,0%, текущий коэффициент извлечения газа (КИГ) – 0,266 доли ед. при утвержденном значении 0,887 доли ед. Отбор от НИЗ конденсата – 11,6%, текущий коэффициент извлечения конденсата – 0,093 доли ед. при утвержденном значении 0,803 доли ед.

Отбор от НИЗ нефти III эксплуатационного объекта на дату проекта составил 34,8%, текущий КИН – 0,069 доли ед. при утвержденном значении 0,200 доли ед. При этом отбор

от НИЗ сухого газа составил 98,6%, по отбору от НИЗ конденсата отмечается перевыработка извлекаемых запасов на отметке 124,6%. Текущие значения КИГ и КИК соответственно составили 0,779 доли ед. (при утвержденном значении 0,790 доли ед.) и 0,676 доли ед. (при утвержденном значении 0,545 доли ед.). Перевыработка извлекаемых запасов конденсата объекта обусловлено тем, что согласно Протоколу утверждения ГКЗ РК №2379-21-У от 26.11.2021г не были приняты рекомендуемые значения КИК 0,501 доли ед. по I объекту и 0,704 доли ед. по III объекту, а были приняты ранее утвержденные значения КИК (0,803 доли ед. по I объекту, 0,542 доли ед. по III объекту) по причине малой изученности флюидов и потенциального конденсатосодержания газовых залежей. В связи с чем отмечается, что уже к моменту составления «Пересчета запасов ...» [3] с учетом накопленной добычи конденсата наблюдалась перевыработка запасов по III объекту в связи с уменьшением утвержденного значения КИК в сравнении с его текущим, на тот момент, значением.

Отбор от НИЗ нефти IV объекта составил всего 11,3%, текущий КИН – 0,034 доли ед. При этом, отбор от НИЗ по контрактной территории «КГМ» составил 12,2%, текущий КИН – 0,037 доли ед. Отбор от НИЗ по контрактной территории «НК» – 9,4%, текущий КИН – 0,028 доли ед.

Как отмечалось ранее в «Проекте разработки ...» [34] при перфорации действующими скважинами интервалов горизонта М-II-4 наблюдались перетоки газа с относительно вышележащего горизонта М-II-5, из-за чего, в частности горизонты М-II-4 и М-II-5 Центрального свода, были объединены в единый III эксплуатационный объект в рамках настоящего проекта. При этом отмечается, что при разделении добычи продукции сухого газа и конденсата по горизонтам в составе III эксплуатационного объекта отмечается высокая выработанность горизонтов М-II-5 (на уровне 99,0% от НИЗ сухого газа и 126,6% от НИЗ конденсата) и горизонтов М-II-4 (на уровне 100% от НИЗ сухого газа и конденсата). Перетоки газа с горизонта М-II-5 (при эксплуатации скважин на горизонте М-II-4), в свою очередь, связаны с близким расположением горизонтов между собой ввиду слабого пережима, и проведением ГРП по скважинам и появившимися по их результатам трещин и разломов, по которым следовательно идут перетоки газа. По результатам работы скважин и проведенных ГРП был сделан анализ трещин, приведенных ниже на рисунках 3.2.14-3.2.20 по скважинам №№40, 51, 53, 54, 55, 59, 61. По данным ГРП этих скважин образования трещин в разрезе скважин охватывают интервалы горизонтов М-II-4 и М-II-5.

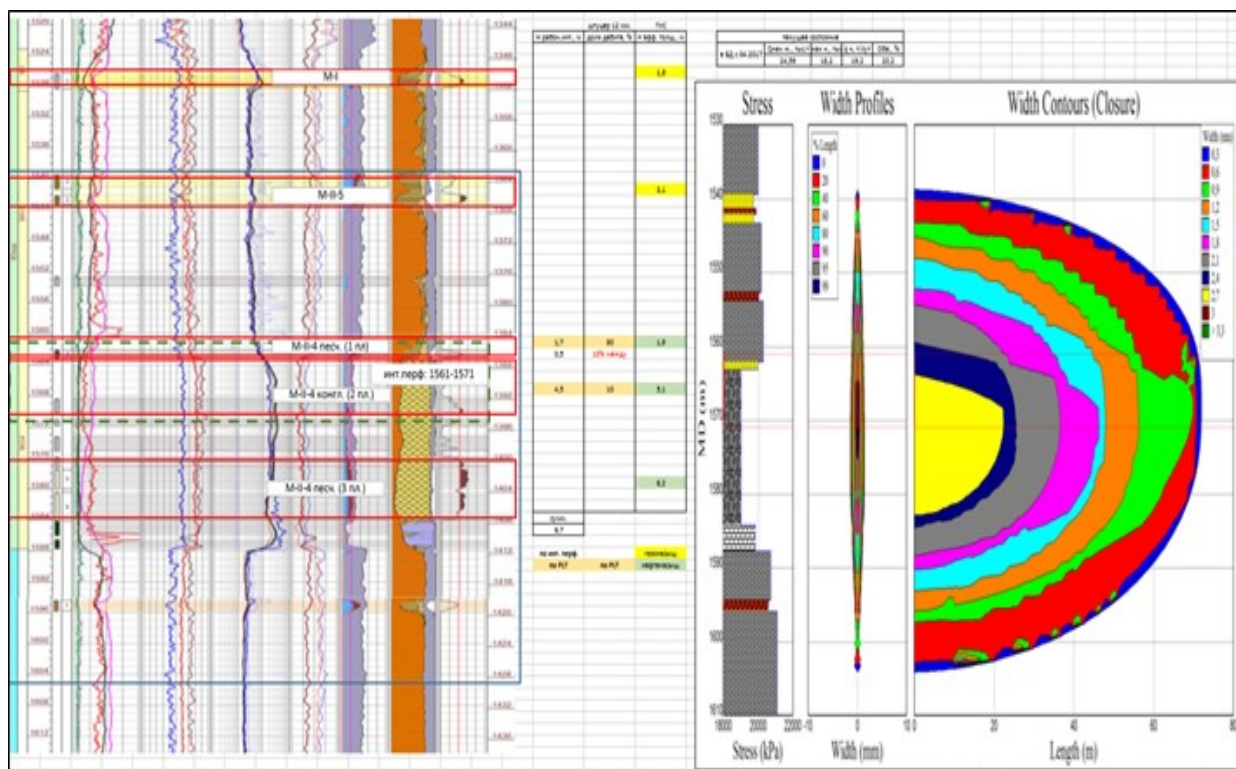


Рисунок 3.2.141 - Сопоставление профиля скважины №40 в разрезе с размером трещин от ГРП

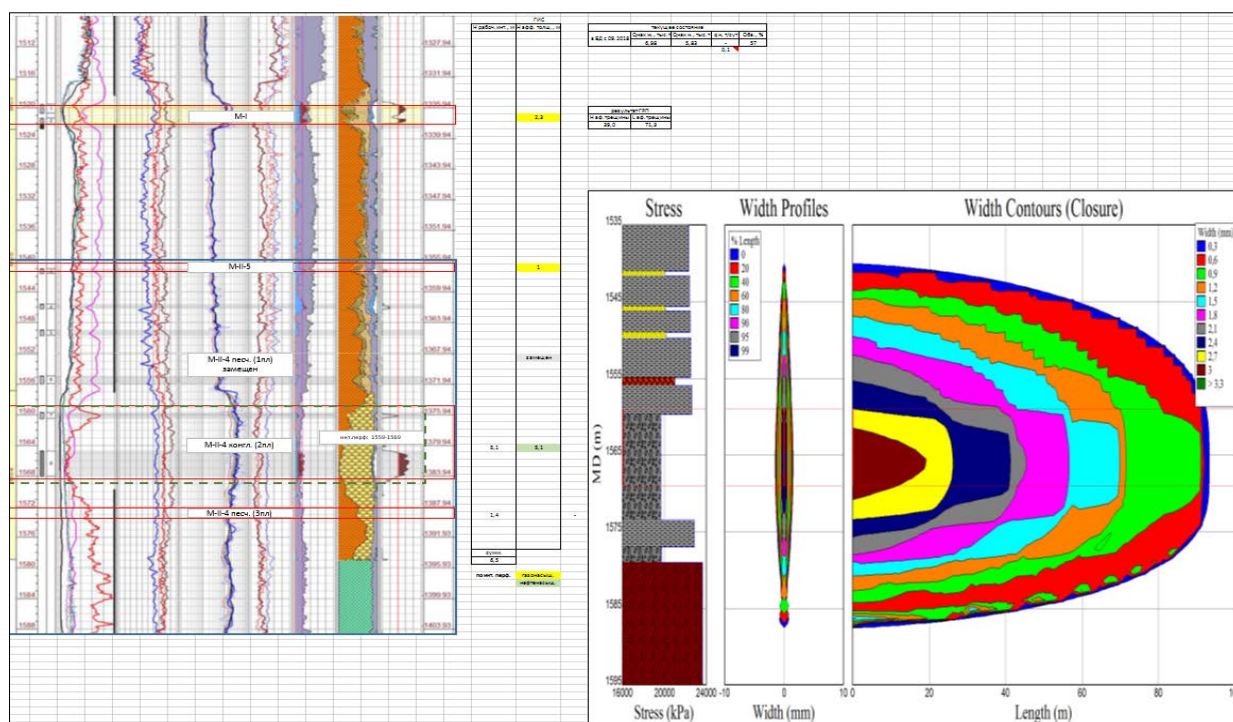


Рисунок 3.2.15 - Сопоставление профиля скважины №51 в разрезе с размером трещин от ГРП

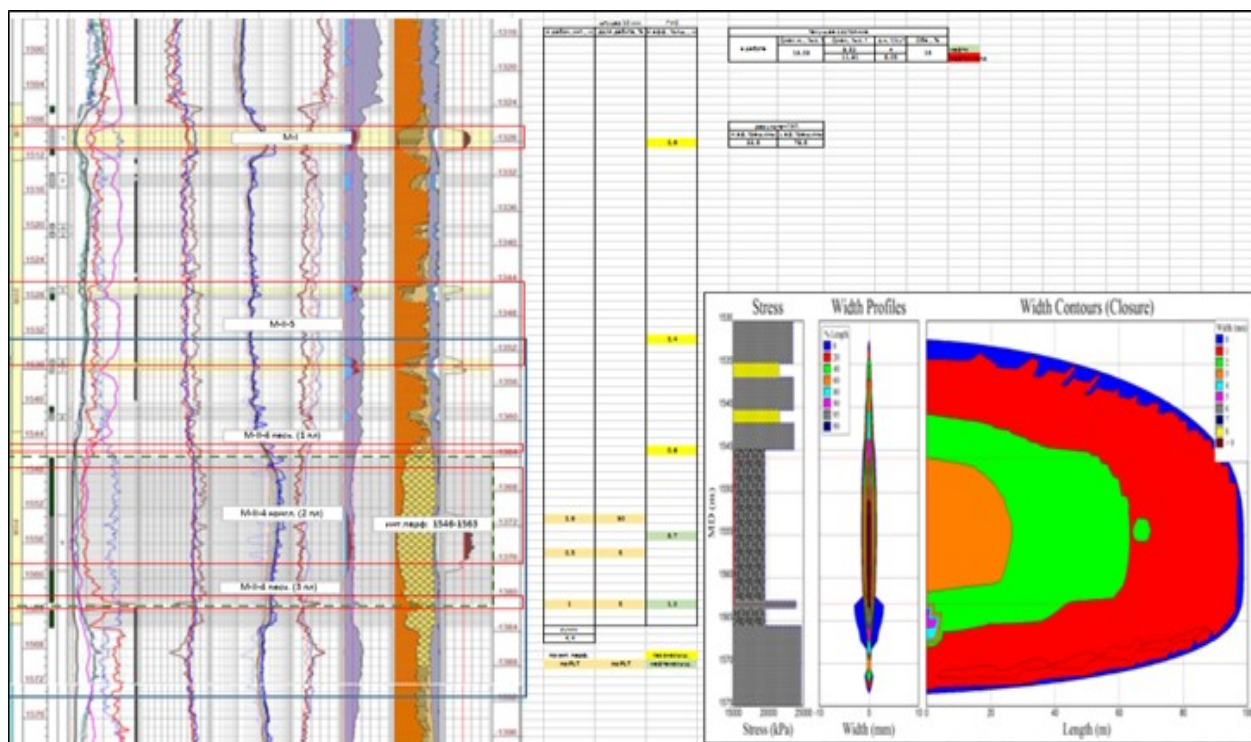


Рисунок 3.2.16 - Сопоставление профиля скважины №53 в разрезе с размером трещин от ГРП

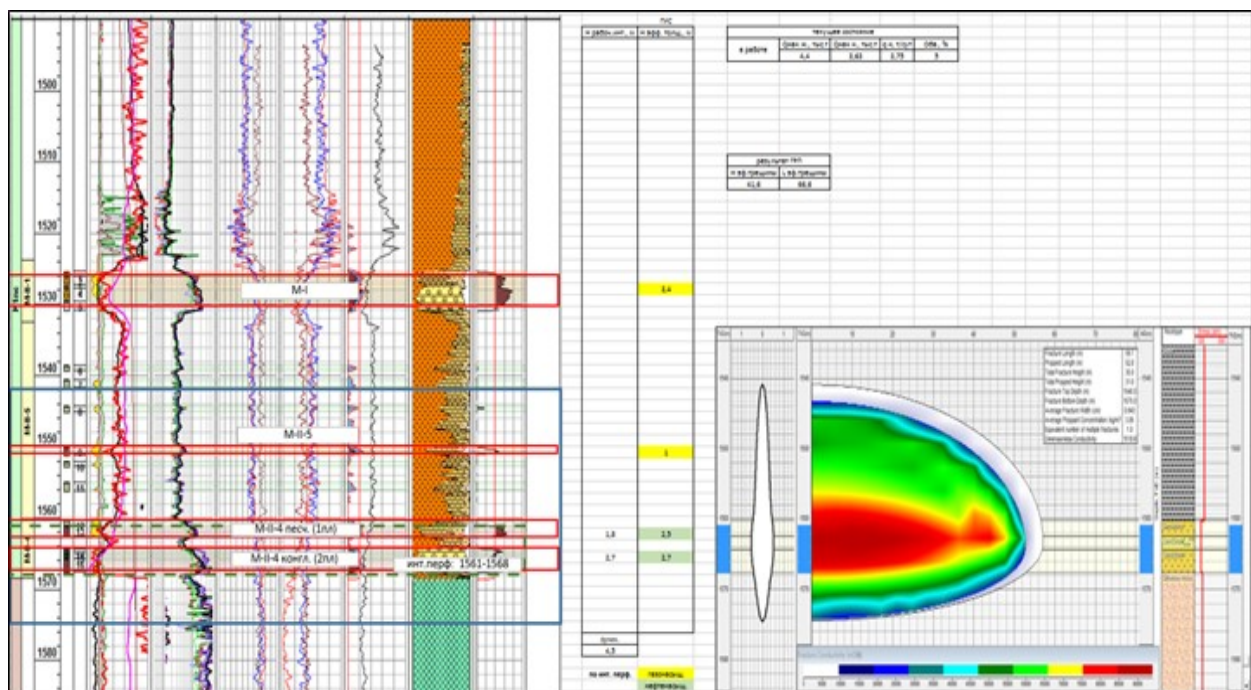


Рисунок 3.2.17 - Сопоставление профиля скважины №54 в разрезе с размером трещин от ГРП

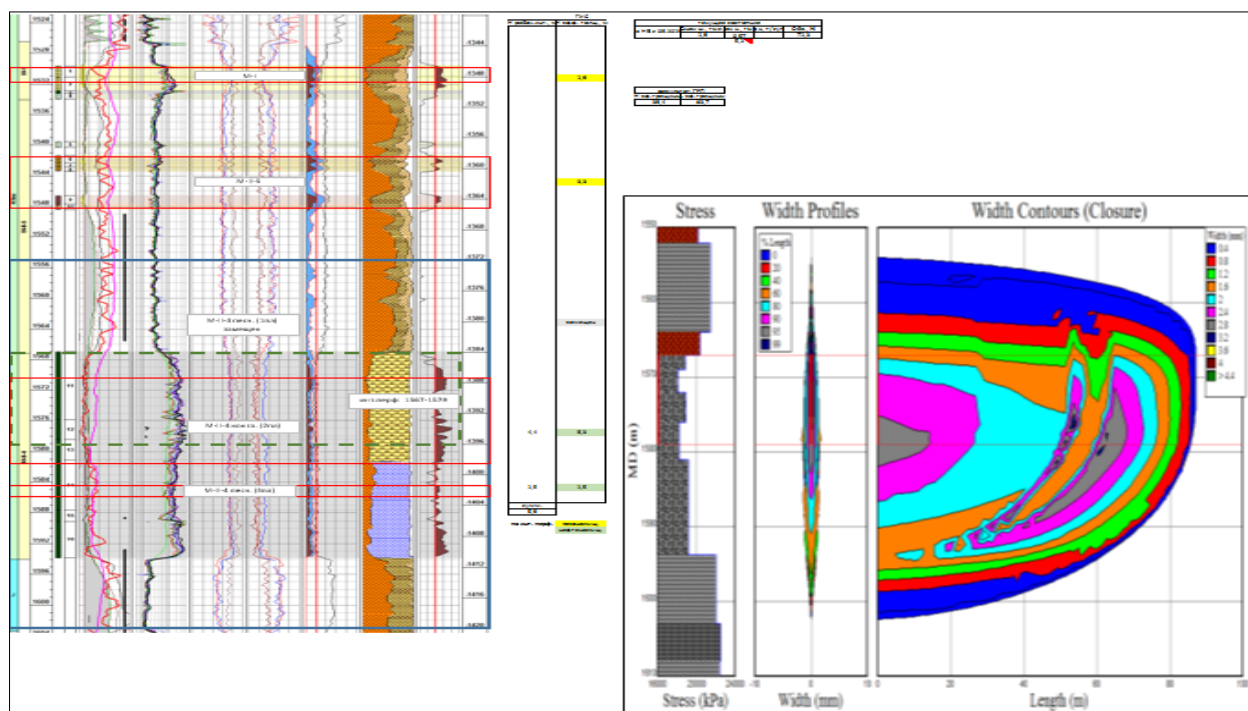


Рисунок 3.2.18 - Сопоставление профиля скважины №55 в разрезе с размером трещин от ГРП

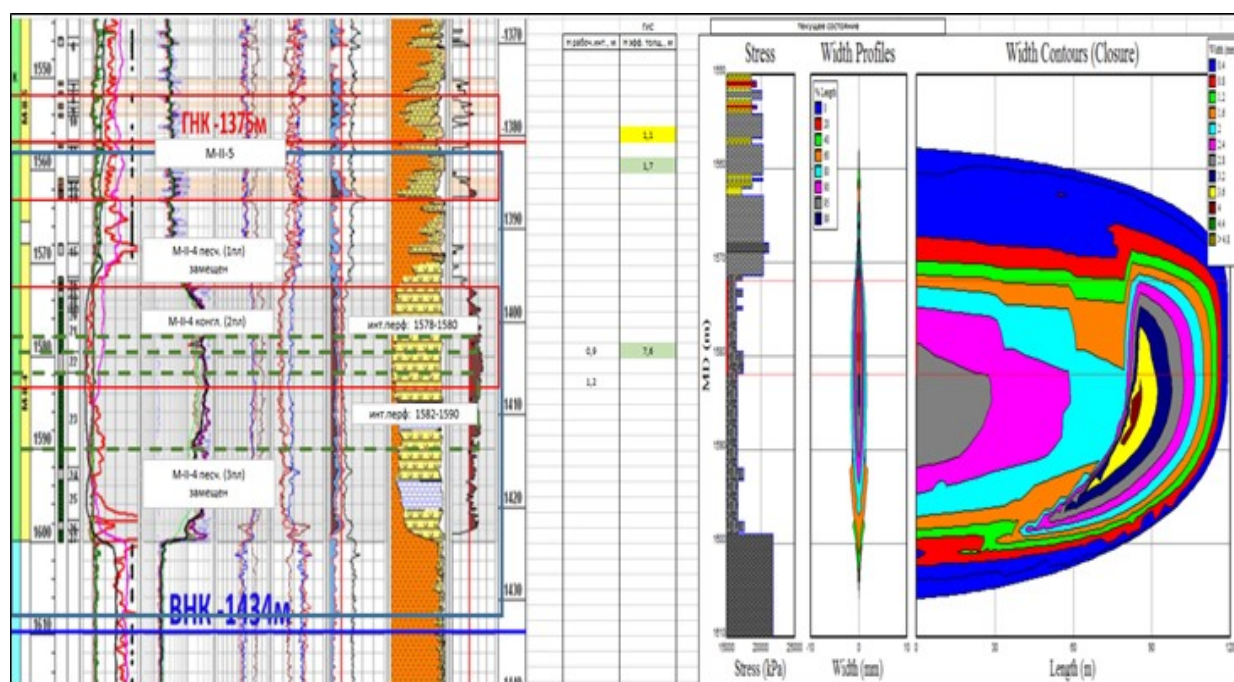


Рисунок 3.2.19 - Сопоставление профиля скважины №59 в разрезе с размером трещин от ГРП

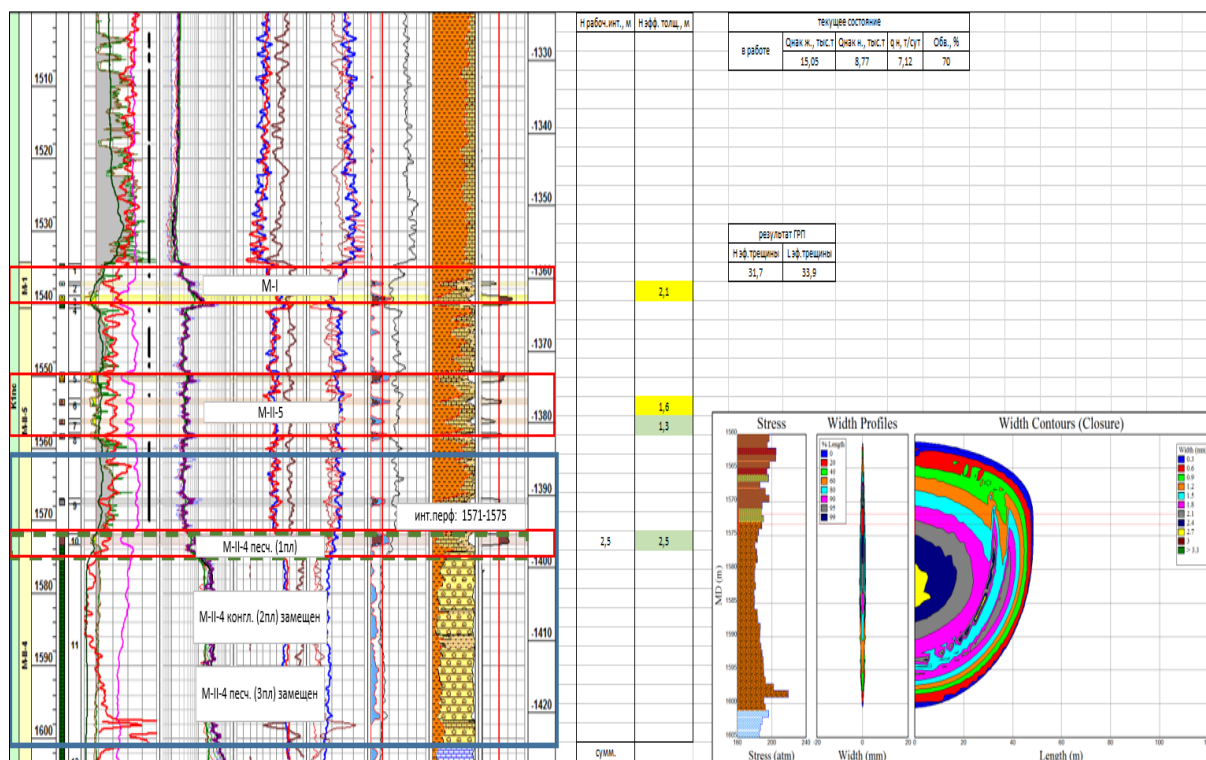


Рисунок 3.2.20 - Сопоставление профиля скважины №61 в разрезе с размером трещин от ГРП

По состоянию на 01.01.2026г суммарная накопленная добыча нефти по нефтяным залежам месторождения составляет 643,2 тыс. т, что равно 34,2% от начальных извлекаемых запасов нефти. Текущий КИН на отметке 0,086 доли ед. при утвержденном значении КИН 0,250 доли ед. Из них, по контрактной территории «КГМ» накопленная добыча нефти составила 621,5 тыс. т, отбор от НИЗ – 37,6%, текущий КИН – 0,092 доли ед., при утвержденном КИН 0,245 доли ед. По контрактной территории «НК» накопленная добыча нефти – 21,7 тыс. т, отбор от НИЗ нефти – 9,4%, текущий КИН – 0,028 доли ед. при утвержденном КИН 0,300 доли ед. Кроме того, по месторождению всего отобрано 14,2 тыс. т конденсата, что составило 23,6% от отбора от НИЗ, текущий КИК составил 0,181 доли ед. при утвержденных КИК 0,764 доли ед. Накопленный отбор жидкости составил 2279,4 тыс. т (из них по контрактной территории «КГМ» – 2243,4 тыс. т, по контрактной территории «НК» – 36,0 тыс. т), накопленный отбор общего газа составил 554,536 млн. м³, из них накопленная добыча сухого газа – 224,566 млн. м³ (по контрактной территории «КГМ»), растворенного в нефти газа – 329,969 млн. м³ (из них по контрактной территории «КГМ» – 329,806 млн. м³, по контрактной территории «НК» – 0,164 млн. м³). Накопленная добыча сухого газа соответствует значению отбора от НИЗ 39,3%, текущий КИГ – 0,343 доли ед. при утвержденных 0,872 доли ед.

Таблица с данными выработки НИЗ по УВ эксплуатационных объектов приведены ниже в таблицах 3.2.13-3.2.14.

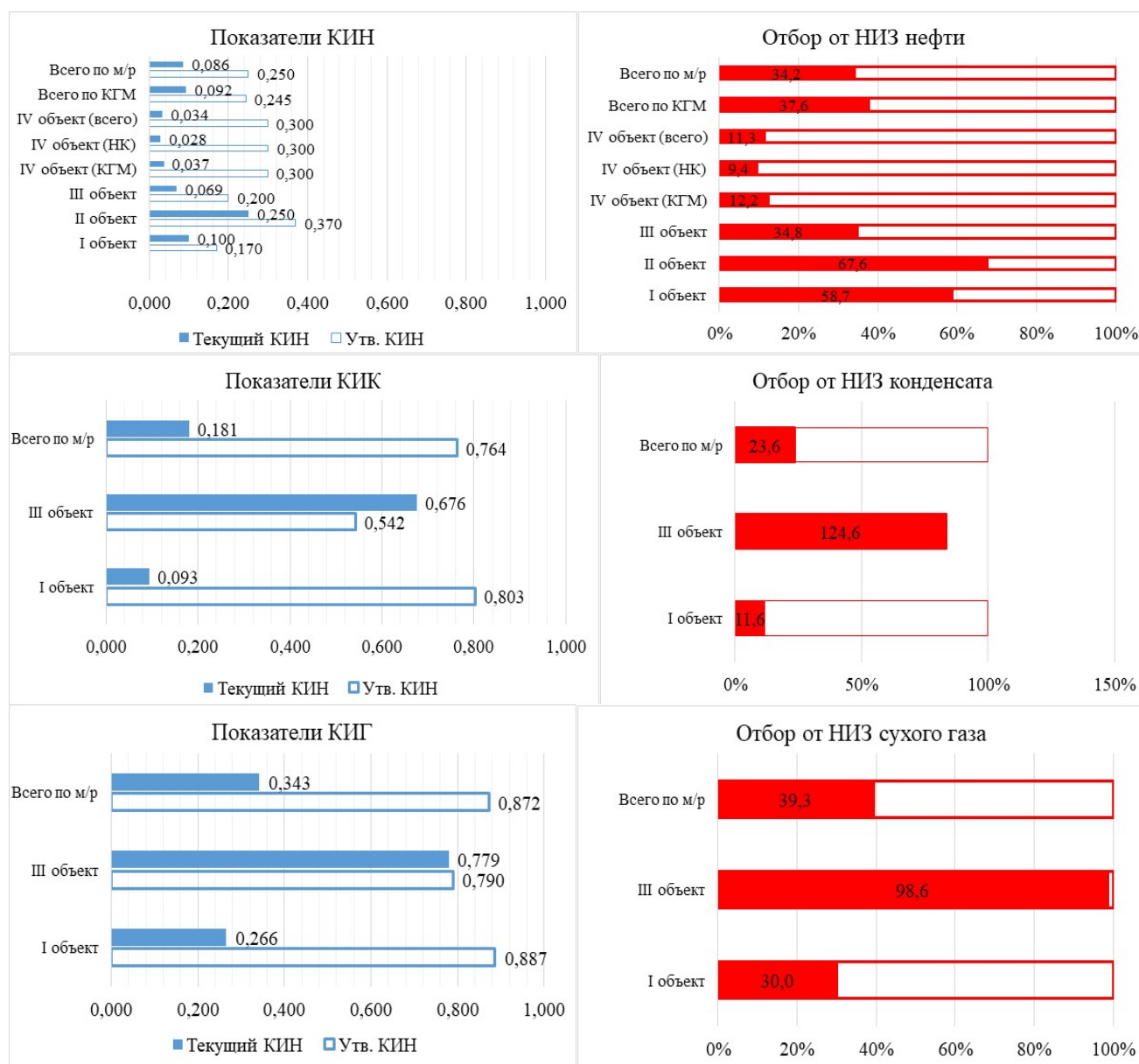


Рисунок 3.2.21 - Показатели выработанности извлекаемых запасов и показателей коэффициентов извлечения УВ по объектам

Таблица 3.2.13 - Выработанность запасов нефти и растворенного в нефти газа

Горизонт/ пласт	Поднятие/ свод	Запасы нефти							Запасы растворенного в нефти газа				
		НГЗ, тыс. т	НИЗ, тыс. т	Утв. КИН, доли ед.	Накоп. добыча на 01.01.2026г, тыс. т	Остаточные НИЗ, тыс. т	Отбор от НИЗ, %	Тек. КИН, доли ед.	НГЗ, млн. м³	НИЗ, млн. м³	Накоп. добыча на 01.01.2026г, млн. м³	Остаточные НИЗ, млн. м³	Отбор от НИЗ, %
М-I	Север	587,0	100,0	0,170	92,0	8,0	92,0	0,157	100,0	17,0	7,118	9,883	41,9
М-I	Центр	368,0	62,0	0,168	3,1	58,9	5,0	0,008	51,0	8,7	7,118	1,582	81,8
Всего по I объекту		955,0	162,0	0,170	95,1	66,9	58,7	0,100	151,0	25,7	14,235	11,465	55,4
М-II-4а	Север	456,0	169,0	0,371	118,7	50,3	70,2	0,260	69,0	40,7	43,050	-2,350	105,8
М-II-4б	Север	531,0	196,0	0,369	127,9	68,1	65,2	0,241	80,0	47,2	50,029	-2,829	106,0
Всего по II объекту		987,0	365,0	0,370	246,6	118,4	67,6	0,250	149,0	87,9	93,080	-5,180	105,9
М-II-5	Центр	632,0	126,0	0,199	0,0	126,0	0,0	0,000	88,0	76,1	0,000	76,100	0,0
М-II-4а	Центр	799,0	161,0	0,202	101,8	59,2	63,2	0,127	115,0	97,5	91,365	6,135	93,7
М-II-4б	Центр	1214,0	242,0	0,199	85,6	156,4	35,4	0,070	194,0	146,3	92,082	54,218	62,9
М-II-4в	Центр	513,0	102,0	0,199	32,1	69,9	31,4	0,063	81,0	61,7	34,345	27,355	55,7
Всего по III объекту		3158,0	631,0	0,200	219,4	411,6	34,8	0,069	478,0	381,6	217,792	163,808	57,1
М-I	Юго-запад (КТМ)	1648,0	494,0	0,300	60,5	433,5	12,2	0,037	47,0	14,3	4,698	9,602	32,9
М-I	Юго-запад (НК)	770,0	231,0	0,300	21,7	209,3	9,4	0,028	22,0	6,6	0,164	6,436	2,5
Всего по IV объекту		2418,0	725,0	0,300	82,2	642,8	11,3	0,034	69,0	20,9	4,862	16,038	23,3
Всего по месторождению		7518,0	1883,0	0,250	643,2	1239,8	34,2	0,086	847,0	516,1	329,969	186,131	63,9

Таблица 3.2.14 - Выработанность запасов сухого газа и конденсата

Пласт	Поднятие/свод	Запасы сухого газа							Запасы конденсата						
		НГЗ, млн. м³	НИЗ, млн. м³	Утв. КИГ, доли ед.	Накоп. добыча на 01.01.2026г, млн. м³	Остат. НИЗ, млн. м³	Отбор от НИЗ, %	Тек. КИГ, доли ед.	НГЗ, тыс. т	НИЗ, тыс. т	КИК, доли ед.	Накоп. добыча на 01.01.2026г, тыс. т	Остаточные НИЗ, тыс. т	Отбор от НИЗ, %	Тек. КИК, доли ед.
М-I	Север	232	206	0,887	124,158	81,409	60,4	0,536	27,8	23,1	0,833	6,1	17,0	26,4	0,220
М-I	Центр	326	289	0,887	24,469	264,912	8,5	0,075	39,1	30,6	0,781	0,1	30,4	0,4	0,003
Всего по I объекту		558	495	0,887	148,627	346,321	30,0	0,266	66,9	53,7	0,803	6,2	47,5	11,6	0,093
М-II-5	Центр	88	69	0,786	68,466	0,553	99,0	0,778	10,5	5,7	0,545	7,3	-1,5	126,6	0,690
М-II-4а	Центр	4	3	0,800	3,027	0,000	100,0	0,800	0,5	0,3	0,545	0,3	0,0	100,0	0,545
М-II-4б	Центр	6	4	0,783	4,446	0,000	100,0	0,783	0,8	0,4	0,545	0,4	0,0	100,0	0,545
Всего по III объекту		97	77	0,786	75,939	0,553	99,1	0,779	11,8	6,4	0,545	8,0	-1,5	123,8	0,674
Всего по месторождению		656	572	0,872	224,566	346,874	39,3	0,343	78,7	60,1	0,764	14,2	45,9	23,6	0,180

3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Для анализа расхождения фактических данных от проектных значений действующего проектного документа было проведено сравнение основных показателей разработки по объектам, контрактным территориям недропользователей и в целом по месторождению, результаты которых представлены в таблицах 3.2.15-3.2.22 и на рисунках 3.2.22-3.2.26.

В качестве проектных показателей представлены показатели действующего на данный момент проектного документа «Анализа разработки ...» [30], которые были утверждены по рекомендуемому III варианту разработки согласно Письму о заключении Министерства Энергетики РК №17-1-0/4275-вн от 01.07.2025г (на основе Протокола ЦКРР РК №63/8 от 19.06.2025г) за период 2025-2027гг по контрактной территории двух недропользователей.

I объект

Согласно действующему проектному документу разработка объекта в 2025г предусматривалось вести 1 газодобывающей скважиной №55, проектная добыча сухого газа составила 9,249 млн. м³, проектная добыча конденсата – 0,1 тыс. т, добыча нефти и растворенного в нефти газа не была предусмотрена. По факту, фактически фонд добывающих скважин (1 ед.) соответствует проекту, добыча сухого газа на уровне 8,638 млн. м³ незначительно ниже проектного значения в пределах 10%, добыча конденсата на уровне 0,1 тыс. т соответствует проекту. Добыча жидкости в количестве 1,2 тыс. т значительно превышает проектную добычу 0,3 тыс. т, с учетом чего фактическая обводненность (90,4%) превышает проектную обводненность (66,7%) на 23,7%. Фактическое значение КГФ на уровне 13,4 м³/т незначительно превышает проектное значение 10,8 м³/т. При соответствии добычи конденсата, соответственно, текущие значения КИК (0,093 доли ед.) и отбора от НИЗ конденсата (11,6%) на уровне проектных значений, текущее значение КИГ составило 0,266 доли ед. при проектном значении 0,267 доли ед., фактический отбор от НИЗ сухого газа – 30,0% при проектном значении 30,2%.

Согласно проекту, закачка воды в 2025г по объекту не предусматривалась, при этом проектный нагнетательный фонд составил 1 ед., выбытие которой предусматривалось проектом в 2026г в связи с отсутствием разработки газоконденсатных залежей. По факту, закачка воды составила в 2025г незначительно 0,03 тыс. м³ при приемистости 30 м³/сут и коэффициенте использования/эксплуатации 0,003/0,03 доли ед. соответственно.

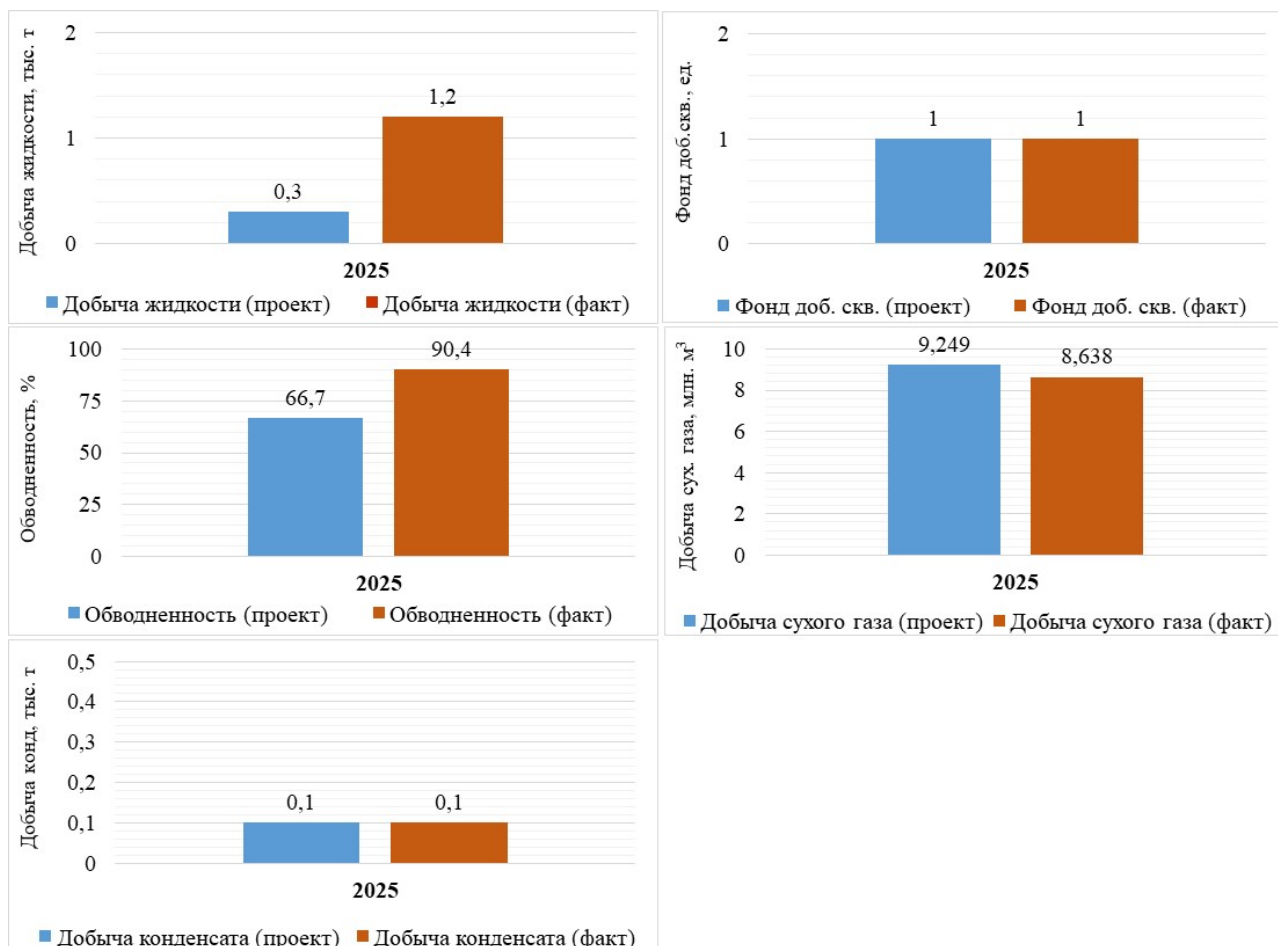


Рисунок 3.2.32 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки I объекта

II объект

Согласно действующему проектному документу на объекте в 2025г предусматривалось ввести 2 новые скважины – №105 из бурения и №47 переводом из наблюдательного фонда, которые на дату проекта выполнены. При этом, по объекту было добыто 15,8 тыс. т нефти, что меньше проектного значения 17,2 тыс. т по причине недостижение проектного дебита нефти новых скважин и низких значений коэффициента эксплуатации – фактическая добыча нефти новых скважин составила 0,8 тыс. т при проектном значении 2,8 тыс.т, фактический среднегодовой дебит нефти новых скважин – 2,3 т/сут при проектном значении 7,7 т/сут, коэффициент эксплуатации новых скважин – 0,77 доли ед. при проектном значении 0,99 доли ед. Однако, отмечается превышение фактической добычи растворенного в нефти газа 4,902 млн. м³ над проектной добычей 4,513 млн. м³ в связи с превышением фактического газового фактора 309,6 м³/т над проектным значением 262,4 м³/т. Также отмечается, что фактическая добыча жидкости 123,2 тыс. т превысила проектную добычу 113,6 тыс. т, из-за чего фактическая обводненность на уровне 87,1% незначительно выше проектной обводненности 84,8%. Фонд добывающих скважин к концу года составил 8 ед. при проектном значении 9 ед., относительное меньшее значение

фактического фонда добывающих скважин относительно проекта обусловлено выбытием 1 скважины (№105) в наблюдательный фонд в связи с отсутствием притока, которое проектом не было предусмотрено. С учетом накопленной добычи нефти, текущее значение КИН составило 0,250 доли ед. при проектном значении 0,251 доли ед., отбор от НИЗ – 67,6% при проектном значении 67,9%. Среднегодовой дебит нефти по факту составил 5,8 т/сут при проектном значении 6,1 т/сут, среднегодовой дебит жидкости – 44,8 т/сут при проектном значении 40,5 т/сут, среднегодовой дебит газа – 1,8 тыс. м³/сут при проектном значении 1,6 тыс. м³/сут. Коэффициент использования на уровне 0,84 доли ед. незначительно ниже проектного значения 0,87 доли ед., коэффициент эксплуатации составил 0,92 доли ед. при проектном значении 0,99 доли ед.

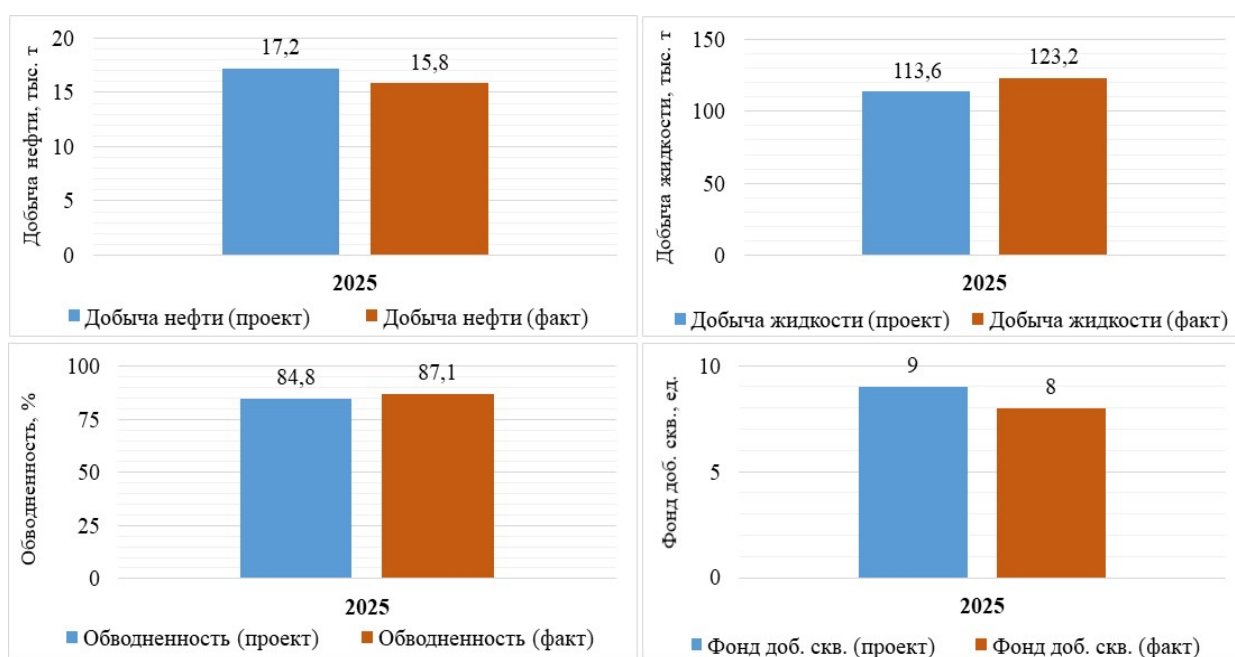


Рисунок 3.2.23 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки II объекта

III объект

По III объекту в течение 2025г ввод новых скважин не планировалось, проектный фонд добывающих скважин к концу года составлял 7 ед. при выбытии 2 скважин в течение года. Фактически, фонд добывающих скважин к концу года составил 6 ед. по причине ввода новой скважины (№26) в добывающий фонд из наблюдательного фонда и выбытия 4 скважин (№№54, 57, 77, 79), не предусмотренных проектом. Фактическая добыча нефти 4,4 тыс. т незначительно ниже проектного значения 4,8 тыс. т (в пределах 10%), добыча растворенного в нефти газа 0,708 млн. м³ незначительно выше проектной добычи 0,637 млн. м³, в связи с чем фактическое значение газового фактора составило 160,9 м³/т выше проектного значения 132,7 м³/т. Добыча жидкости на уровне 97,6 тыс. т также незначительно ниже проектной добычи 98,7 тыс. т, среднегодовая обводненность на уровне 95,5% практически на одном уровне с проектной обводненностью 95,1%. По

газоконденсатным залежам при разработке 1 газодобывающей скважиной (№56) отмечается недостижение проектного уровня 0,164 млн. м³ при фактической добыче 0,041 млн. м³. Добыча конденсата на уровне 0,004 тыс. т также ниже проектного значения 0,02 тыс. т, в связи с чем фактический КГФ 105,0 г/м³ незначительно ниже проектного значения 122,0 г/м³. Фактический КИН к концу года составил 0,069 доли ед. при проектном значении 0,070 доли ед., отбор от НИЗ по факту – 34,8%, что на проектном уровне. По газоконденсатным залежам текущий КИГ на уровне 0,779 доли ед., что практически на проектном уровне (0,780 доли ед.), отбор от НИЗ сухого газа на уровне 98,6% (при проектном значении 98,8%), КИК на уровне 0,676 доли ед. (при проектном значении 0,677 доли ед.), отбор от НИЗ конденсата 124,6% (при проектном значении 124,8%).

В течение года фактическая закачка воды составила 139,4 тыс. м³, что ниже проектной закачки 154,4 тыс. м³, что обусловлено низкими значениями коэффициента использования нагнетательных скважин 0,50 доли ед. и коэффициента эксплуатации 0,91 доли ед. в связи с периодической эксплуатацией нагнетательных скважин №№41, 51, 61. Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин составила 252,6 м³/сут, что значительно превысила проектное значение 148,4 м³/сут, что объясняется попыткой достигнуть проектные уровни закачки к концу года.

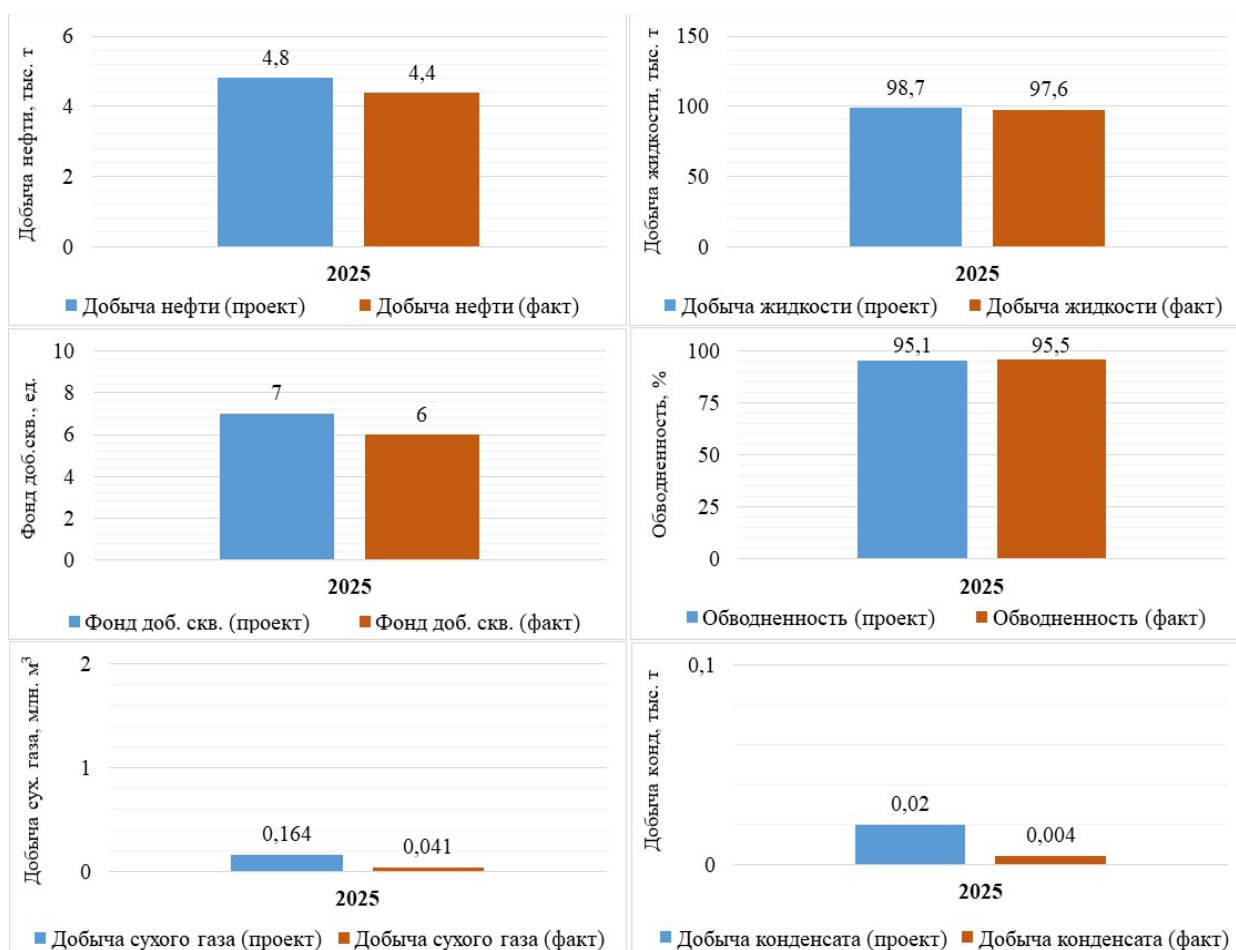


Рисунок 3.2.244 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки III объекта

IV объект

Согласно действующему проектному документу, в целом по IV объекту предусматривалось добыча нефти в количестве 32,6 тыс. т при фонде добывающих скважин 8 ед., в течение года предусматривалось ввести из бурения 2 новые скважины – №107 по контрактной территории «КГМ» и скважину А-12 по контрактной территории «НК». По факту, добыча нефти (19,4 тыс. т) не достигла проектный уровень, из 2 проектных скважин была введена из бурения 1 скважина (№107), проектная скважина по контрактной территории «НК» не пробурена. Недостижение проектного уровня добычи нефти происходит в основном по причине несоответствия по контрактной территории «НК», где фактическая добыча нефти составила всего 1,2 тыс. т при проектной добыче 12,5 тыс. т, когда как по контрактной территории «КГМ» было добыто 18,2 тыс. т при проектной добыче 20,1 тыс. т, что было в пределах 10%. В свою очередь, недостижение проектной добычи нефти по контрактной территории «НК» происходит по причине простоя месторождения и бездействия добывающих скважин по организационным причинам. Добыча растворенного в нефти газа в целом по объекту составила 0,205 млн. м³ при проектном значении 0,555 млн. м³, добыча жидкости в количестве 39,3 тыс. т также ниже проектной добычи 57,1 тыс. т. Среднегодовая обводненность составила 50,8%, что превысила проектную обводненность (42,9%) на 7,9%, газовый фактор на уровне 10,6 м³/т незначительно ниже проектного значения 17,0 м³/т. Среднегодовой дебит нефти составил 14,7 т/сут, что выше проектного значения 13,0 т/сут, среднегодовой дебит жидкости 29,8 т/сут также выше проектного дебита 22,7 т/сут, среднегодовой дебит газа 0,2 тыс. м³/сут на одном уровне с проектным значением. При превышении фактических дебитов нефти и жидкости, недостижение проектного уровня добычи УВС объясняется низкими значениями коэффициента использования и эксплуатации, которые соответственно составили 0,52 и 0,94 доли ед. при проектных значениях 0,86/0,99 доли ед., а также невыполнением ввода из бурения 1 проектной скважины (А-12) по контрактной территории «НК», запланированной на 2025г, по которой предусматривалось отобрать 1,5 тыс. т нефти, 2,0 тыс. т жидкости и 0,041 млн. м³ растворенного в нефти газа.

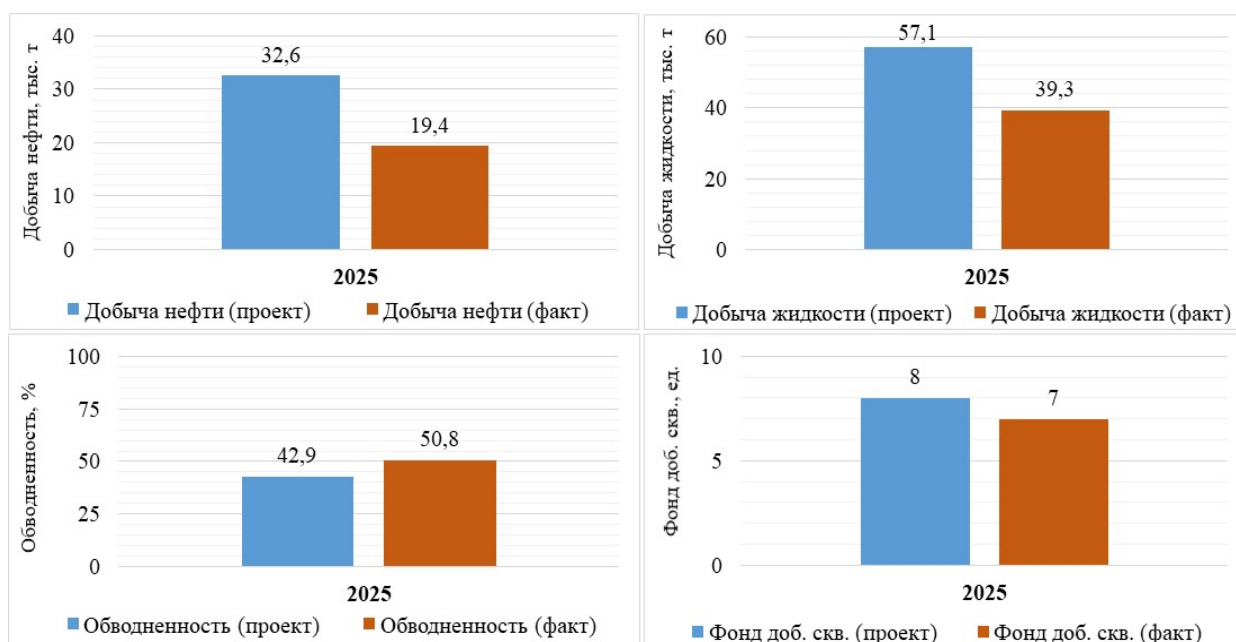


Рисунок 3.2.25 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки IV объекта

Месторождение

В целом по месторождению фактическая добыча нефти составила 39,6 тыс. т, что значительно ниже проектного значения 54,6 тыс. т (несоответствие на -27,5%). Недостижение проектной добычи нефти происходит в основном по контрактной территории «НК», где недостижение составило 90,3%, недостижение по контрактной территории «КГМ» составило 8,8%. Добыча жидкости при этом в количестве 261,3 тыс. т превысила проектное значение 269,7 тыс. т, обводненность на уровне 84,8% незначительно выше проектной обводненности 79,7%.

Как уже отмечалось, из 3 проектных скважин, предусмотренных действующим «Анализом разработки ...» по факту пробурены 2 скважины на контрактной территории «КГМ» (№105 на II объекте и №107 на IV объекте), бурение проектной скважины А-12 на контрактной территории «НК» не выполнено. Перевод скважины №47 (на II объекте), предусмотренное проектом, было выполнено. Также по факту было выполнено перевод еще 1 скважины (№26 на III объекте), не предусмотренное проектом. Несоответствие фактического фонда добывающих скважин к концу 2025г (22 ед.) проектному значению 25 ед. обусловлено количеством выбытых в течение 2025г скважин в количестве 5 ед. (№105 на II объекте и скважины №№54, 57, 77, 79 на III объекте), тогда как проектом было предусмотрено выбытия 2 скважин. Текущее значение КИН в целом по месторождению составил 0,086 доли ед. при проектном значении 0,087 доли ед., отбор от НИЗ нефти – 34,2% при проектном значении 34,8%.

По газоконденсатным залежам месторождения (по I и III объекту по контрактной территории КГМ) фактическая добыча сухого газа составила 8,679 млн. м³ при проектном

значении 9,413 млн. м³ (недостижение в пределах 10%), фактическая добыча конденсата 0,1 тыс. т на проектном уровне. Значение текущего КИГ 0,343 доли ед., отбор от НИЗ сухого газа 39,3%, текущий КИК 0,181 доли ед., отбор от НИЗ конденсата 23,6% практически на одном уровне с проектными значениями.

Среднегодовой дебит нефти составил 6,1 т/сут, что незначительно ниже проектного значения 6,6 т/сут. Среднегодовой дебит жидкости составил 36,4 т/сут, что превысило проектное значение 30,1 т/сут. Среднегодовой дебит общего газа составил 2,0 тыс. м³/сут, что также превысило проектное значение 1,7 тыс. м³/сут. Среднегодовой дебит сухого газа – 12,1 тыс. м³/сут ниже проектного значения 13,2 тыс. м³/сут, среднегодовой дебит конденсата – 0,2 т/сут достигло проектное значение. По новым скважинам отмечается недостижение среднегодового дебита нефти (4,7 т/сут при проектном значении 8,7 т/сут), среднегодового дебита жидкости (19,2 т/сут при проектном значении 20,4 т/сут) и среднегодового дебита общего газа (0,2 тыс. м³/сут при проектном значении 0,7 тыс. м³/сут). Коэффициент использования по факту составил всего 0,66 доли ед. при проектном значении 0,94 доли ед. по причине бездействия скважин «НК», в т.ч. коэффициент использования новых скважин составил 0,36 доли ед. при проектном значении 0,5 доли ед. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин составил 0,93 доли ед. при проектном значении 0,99 доли ед., в том числе по новым скважинам коэффициент эксплуатации – 0,82 доли ед. при проектном значении 0,99 доли ед.

По нагнетательным скважинам месторождения (скважина №23 на I объекте и скважины №№41, 51, 61 на III объекте по контрактной территории «КГМ») закачка воды составила 139,4 тыс. м³ при проектном уровне 154,4 тыс. м³. Недостижение проектной закачки воды обусловлено периодической эксплуатацией нагнетательных скважин III объекта (№№41, 51, 61), по которым коэффициент использования/эксплуатации (по III объекту) составила 0,66/0,93 доли ед., коэффициент использования/эксплуатации нагнетательных скважин в целом по месторождению составили 0,37/0,87 доли ед. Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин составила 249,9 м³/сут при проектном значении 107,9 м³/сут, несоответствие проектной приемистости обусловлено увеличением приемистости нагнетательных скважин III объекта для достижения проектного уровня закачки воды к концу года.

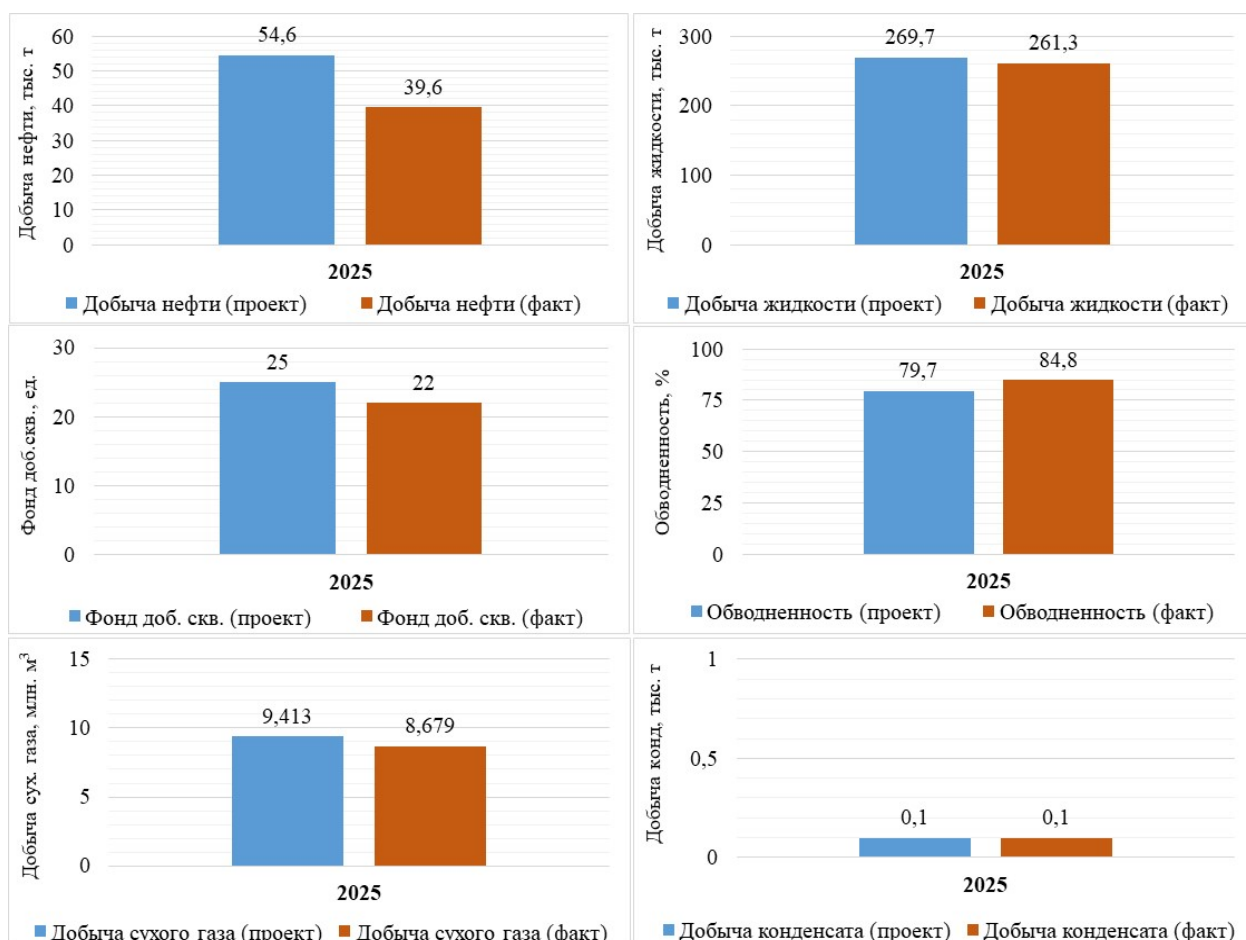


Рисунок 3.2.26 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки месторождения

Таблица 3.2.15 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	2025	
		проект	факт
1	2	3	4
1.	Добыча сухого газа, млн. м³	9,249	8,638
2.	Добыча конденсата, тыс. т	0,1	0,1
3.	Добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0
4.	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
5.	из переходящих скважин	0,0	0,0
6.	мехспособом	0,0	0,0
7.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	0,000	0,000
8.	Общая добыча газа, млн. м³	9,249	8,638
9.	Добыча жидкости, тыс. т	0,3	1,2
10.	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
11.	из переходящих скважин	0,3	1,2
12.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	149,237	148,627
13.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	6,2	6,2
14.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	95,1	95,1
15.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	14,235	14,235
16.	Накопленная добыча общего газа, млн. м³	163,472	162,862
17.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	172,1	173,0
18.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,0
19.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,0
20.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,100	0,100
21.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	58,7	58,7
22.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,093	0,093

23.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	11,6	11,6
24.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,267	0,266
25.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	30,2	30,0
26.	Конденсатно-газовый фактор, г/м ³	10,8	13,4
27.	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	0,0
28.	Обводненность продукции (по весу), %	66,7	90,4
29.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0
30.	<i>переходящих скважин</i>	66,7	90,4
31.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	0,0	0,03
32.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	0,0	0,03
33.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	2,6
34.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,01
35.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	18,5	22,1
36.	Ввод новых добывающих скважин, ед.		
37.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>		
38.	<i>переводом из других объектов</i>		
39.	<i>из другого фонда</i>		
40.	<i>из консервации</i>		
41.	Выбытие добывающих скважин, ед.		
42.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>		
43.	<i>в консервацию</i>		
44.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1
45.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1
46.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		
47.	<i>в т.ч.: из бурения</i>		
48.	<i>из добывающего фонда</i>		
49.	<i>из прочих категорий</i>		
50.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		
51.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1
52.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0
53.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0
54.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	1,0	3,3
55.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	26,7	23,9
56.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	26,7	23,9
57.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,3	0,3
58.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	0,0	0,0
59.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	0,0	0,0
60.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0
61.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0
62.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0
63.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	0,0	30,0
64.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	3,7*	3,6 (3,1-3,9)
65.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	3,7*	3,1
66.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	3,7*	3,9
67.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	-*	6,1 (6,0-6,2)
68.	<i>минимальное устьевое давление, МПа</i>	-*	6,0
69.	<i>максимальное устьевое давление, МПа</i>	-*	6,2
70.	Среднее пластовое давление, МПа*	6,0*	6,5
71.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,99
72.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		
73.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,99
74.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		
75.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,00	0,003
76.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		
77.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,00	0,03
78.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		
79.	Плотность сетки скважин, га/скв.	256,4	256,4

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

Таблица 3.2.16 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	2025	
		проект	факт
1	2	3	4
1.	Добыча нефти, тыс. т	17,2	15,8
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,8	0,8
3.	<i>из переходящих скважин</i>	14,4	15,1
4.	<i>мехспособом</i>	17,2	15,8
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	4,513	4,902
6.	Общая добыча газа, млн. м ³	4,513	4,902
7.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,436	0,104
8.	Добыча жидкости, тыс. т	113,6	123,2
9.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,5	6,5
10.	<i>из переходящих скважин</i>	107,1	116,7
11.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	248,0	246,6
12.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	92,691	93,080
13.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	966,2	975,8
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	4,7	4,3
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	12,8	11,8
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,251	0,250
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	67,9	67,6
18.	Газовый фактор, м ³ /т	262,4	309,6
19.	Обводненность продукции (по весу), %	84,8	87,1
20.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	57,0	88,2
21.	<i>переходящих скважин</i>	86,6	87,1
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	18,5	18,5
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	2
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	1
25.	<i>переводом из других объектов</i>		
26.	<i>из другого фонда</i>	1	1
27.	<i>из консервации</i>		
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.		1
29.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>		1
30.	<i>на другой объект</i>		
31.	<i>под закачку</i>		
32.	<i>в консервацию</i>		
33.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	8
34.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	8
35.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	6,1	5,8
36.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	40,5	44,8
37.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	1,6	1,8
38.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	7,7	2,3
39.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	17,9	19,5
40.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	1,2	0,3
41.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	8,2 (3,8-13,1)*	8,3 (2,8-16,7)
42.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	3,8*	2,8
43.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	13,1*	16,7
44.	Среднее пластовое давление, МПа*	12,0*	14,1
45.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,87	0,84
46.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,50	0,45
47.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,92
48.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,99	0,77
49.	Плотность сетки скважин, га/скв.	49,8	49,8

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

Таблица 3.2.17 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	2025	
		проект	факт
1	2	3	4
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	0,164	0,041
2.	Добыча конденсата, тыс. т	0,02	0,004
3.	Добыча нефти, тыс. т	4,8	4,4
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,02
5.	<i>из переходящих скважин</i>	4,8	4,4
6.	<i>мехспособом</i>	4,8	4,4
7.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	0,637	0,708
8.	Общая добыча газа, млн. м ³	0,801	0,749
9.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,000	0,003
10.	Добыча жидкости, тыс. т	98,7	97,6
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	1,4
12.	<i>из переходящих скважин</i>	98,7	96,2
13.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	76,062	75,939
14.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	8,0	8,0
15.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	219,8	219,4
16.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	217,722	217,792
17.	Накопленная добыча общего газа, млн. м ³	293,784	293,732
18.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	996,5	995,4
19.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,8	0,7
20.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	1,2	1,1
21.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,070	0,069
22.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	34,8	34,8
23.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,677	0,676
24.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	124,8	124,6
25.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,780	0,779
26.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	98,8	98,6
27.	Конденсатно-газовый фактор, г/м ³	122,0	105,0
28.	Газовый фактор, м ³ /т	132,7	160,9
29.	Обводненность продукции (по весу), %	95,1	95,5
30.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	98,5
31.	<i>переходящих скважин</i>	95,1	95,4
32.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	154,4	139,4
33.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	1220,5	1205,5
34.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	159,7	146,2
35.	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	111,4	110,1
36.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	33,9	34,0
37.	Ввод новых добывающих скважин, ед.		1
38.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>		
39.	<i>переводом из других объектов</i>		
40.	<i>из другого фонда</i>		1
41.	<i>из консервации</i>		
42.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	4
43.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	2	4
44.	<i>на другой объект</i>		
45.	<i>под закачку</i>		
46.	<i>в консервацию</i>		
47.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	7	6
48.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	7	6
49.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		
50.	<i>в т.ч.: из бурения</i>		
51.	<i>из добывающего фонда</i>		
52.	<i>из прочих категорий</i>		
53.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		
54.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3

55.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3
56.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: по нефти (т/сут)	2,0	1,8
57.	по жидкости (т/сут)	30,6	35,4
58.	по общему газу (тыс. м³/сут)	0,2	0,3
59.	по сухому газу (тыс. м³/сут)	0,5	0,1
60.	по конденсату (т/сут)	0,1	0,01
61.	Среднесуточный дебит новых скважин: по нефти (т/сут)	0,0	0,4
62.	по жидкости (т/сут)	0,0	29,4
63.	по общему газу (тыс. м³/сут)	0,0	0,1
64.	по сухому газу (тыс. м³/сут)	0,0	0,0
65.	по конденсату (т/сут)	0,0	0,0
66.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут	148,4	252,6
67.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	-*	5,6 (2,8-10,6)
68.	минимальное забойное давление, МПа	-*	2,8
69.	максимальное забойное давление, МПа	-*	10,6
70.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	16,8 (15,5-17,7)*	8,2 (3,2-13,2)
71.	минимальное устьевое давление, МПа	15,5*	3,2
72.	максимальное устьевое давление, МПа	17,7*	13,2
73.	Среднее пластовое давление, МПа	12,3*	12,9
74.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,87	0,66
75.	в т.ч.: новых скважин		0,13
76.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,93
77.	в т.ч.: новых скважин		0,79
78.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,99	0,50
79.	в т.ч.: новых скважин		
80.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,99	0,91
81.	в т.ч.: новых скважин		
82.	Плотность сетки скважин, га/скв.	37,7	37,7

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

Таблица 3.2.18 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по IV объекту

№№ п/п	Показатели	2025	
		проект	факт
1	2	3	4
1.	Добыча нефти, тыс. т	32,6	19,4
2.	в т.ч.: из новых скважин	3,6	1,7
3.	из переходящих скважин	29,0	17,7
4.	мехспособом	32,6	19,4
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	0,555	0,205
6.	Общая добыча газа, млн. м³	0,555	0,205
7.	в т.ч.: из новых скважин	0,061	0,017
8.	Добыча жидкости, тыс. т	57,1	39,3
9.	в т.ч.: из новых скважин	8,3	2,2
10.	из переходящих скважин	48,8	37,1
11.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	92,4	82,2
12.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	5,194	4,862
13.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	145,5	135,2
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	4,5	2,7
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	5,1	2,9
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,038	0,034
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	12,7	11,3
18.	Газовый фактор, м³/т	17,0	10,6
19.	Обводненность продукции (по весу), %	42,9	50,8
20.	в т.ч.: новых скважин	57,4	22,1
21.	переходящих скважин	40,4	52,5
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	13,9	15,3

23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	1
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	1
25.	<i>переводом из других объектов</i>		
26.	<i>из другого фонда</i>		
27.	<i>из консервации</i>		
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.		
29.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>		
30.	<i>в консервацию</i>		
31.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	7
32.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	6
33.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	13,0	14,7
34.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	22,7	29,8
35.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,2	0,2
36.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	9,7	11,5
37.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	22,9	14,7
38.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,2	0,1
39.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	7,6 (7,1-8,2)*	7,0 (5,0-8,2)
40.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	7,1*	5,0
41.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	8,2*	8,2
42.	Среднее пластовое давление, МПа	12,3*	9,4
43.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,86	0,52
44.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,50	0,41
45.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,94
46.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,99	0,97
47.	Плотность сетки скважин, га/скв.	56,6	56,6

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

Таблица 3.2.19 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта (по контрактной территории «КТМ»)

№№ п/п	Показатели	2025	
		проект	факт
1	2	3	4
1.	Добыча нефти, тыс. т	20,1	18,2
2.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,1	1,7
3.	<i>из переходящих скважин</i>	18,0	16,4
4.	<i>мехспособом</i>	20,1	18,2
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	0,199	0,194
6.	Общая добыча газа, млн. м³	0,199	0,194
7.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,019	0,017
8.	Добыча жидкости, тыс. т	40,1	36,4
9.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,3	2,2
10.	<i>из переходящих скважин</i>	33,8	34,2
11.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	62,4	60,5
12.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	4,704	4,698
13.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	103,0	99,2
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	4,1	3,7
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	4,4	4,0
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,038	0,037
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	12,6	12,2
18.	Газовый фактор, м³/т	9,9	10,7
19.	Обводненность продукции (по весу), %	49,9	50,1
20.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	66,7	22,1
21.	<i>переходящих скважин</i>	46,7	51,9
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	6,2	6,8
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1
24.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	1
25.	<i>переводом из других объектов</i>		

26.	из другого фонда		
27.	из консервации		
28.	Выбытие добывающих скважин, ед.		
29.	в т.ч.: в другой фонд		
30.	на другой объект		
31.	под закачку		
32.	в консервацию		
33.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	4
34.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	4
35.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: по нефти (т/сут)	17,2	15,5
36.	по жидкости (т/сут)	34,4	31,1
37.	по общему газу (тыс. м ³ /сут)	0,2	0,2
38.	Среднесуточный дебит новых скважин: по нефти (т/сут)	11,5	11,5
39.	по жидкости (т/сут)	34,7	14,7
40.	по общему газу (тыс. м ³ /сут)	0,1	0,1
41.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	-*	5,0
42.	минимальное забойное давление, МПа	-*	5,0
43.	максимальное забойное давление, МПа	-*	5,0
44.	Среднее пластовое давление, МПа	10,3*	8,6
45.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,86	0,80
46.	в т.ч.: новых скважин	0,50	0,41
47.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,96
48.	в т.ч.: новых скважин	0,99	0,97
49.	Плотность сетки скважин, га/скв.	69,9	69,9

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

Таблица 3.2.20 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта (по контрактной территории «НК»)

№№ п/п	Показатели	2025	
		проект	факт
1	2	3	4
1.	Добыча нефти, тыс. т	12,5	1,2
2.	в т.ч.: из новых скважин	1,5	0,0
3.	из переходящих скважин	11,0	1,2
4.	мехспособом	12,5	1,2
5.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	0,356	0,012
6.	Общая добыча газа, млн. м ³	0,356	0,012
7.	в т.ч.: из новых скважин	0,041	0,000
8.	Добыча жидкости, тыс. т	17,0	2,9
9.	в т.ч.: из новых скважин	2,0	0,0
10.	из переходящих скважин	15,0	2,9
11.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	30,0	21,7
12.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	0,490	0,164
13.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	42,5	36,0
14.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	5,4	0,5
15.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	5,8	0,6
16.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,039	0,028
17.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	13,0	9,4
18.	Газовый фактор, м ³ /т	28,5	9,9
19.	Обводненность продукции (по весу), %	26,7	59,1
20.	в т.ч.: новых скважин	28,1	0,0
21.	переходящих скважин	26,3	59,1
22.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	7,7	8,5
23.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	
24.	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	1	
25.	переводом из других объектов		
26.	из другого фонда		
27.	из консервации		

28.	Выбытие добывающих скважин, ед.		
29.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>		
30.	<i>на другой объект</i>		
31.	<i>под закачку</i>		
32.	<i>в консервацию</i>		
33.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	3
34.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	2
35.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	15,1	8,0
36.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	20,6	19,5
37.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,3	0,1
38.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	7,9	0,0
39.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	11,1	0,0
40.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,2	0,0
41.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	7,6 (7,1-8,2)*	7,6 (7,1-8,2)
42.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	7,1*	7,1
43.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	8,2*	8,2
44.	Среднее пластовое давление, МПа	10,0*	10,0
45.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,86	0,14
46.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,50	
47.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,82
48.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,99	
49.	Плотность сетки скважин, га/скв.	43,3	43,3

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

Таблица 3.2.21 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки контрактной территории «КГМ»

№№ п/п	Показатели	2025	
		<i>проект</i>	<i>факт</i>
1	2	3	4
1.	Добыча сухого газа, млн. м³	9,413	8,679
2.	Добыча конденсата, тыс. т	0,1	0,1
3.	Добыча нефти, тыс. т	42,1	38,4
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	4,9	2,5
5.	<i>из переходящих скважин</i>	37,2	35,9
6.	<i>мехспособом</i>	42,1	38,4
7.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м³	5,349	5,803
8.	Общая добыча газа, млн. м³	14,762	14,482
9.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,455	0,125
10.	Добыча жидкости, тыс. т	252,7	258,4
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	12,8	10,1
12.	<i>из переходящих скважин</i>	239,9	248,3
13.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	225,300	224,566
14.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	14,2	14,2
15.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	625,2	621,5
16.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	329,352	329,806
17.	Накопленная добыча общего газа, млн. м³	554,651	554,372
18.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	2237,8	2243,4
19.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	2,5	2,3
20.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	4,0	3,6
21.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,093	0,092
22.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	37,8	37,6
23.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,180	0,181
24.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	23,6	23,6
25.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,344	0,343
26.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	39,4	39,3
27.	Обводненность продукции (по весу), %	83,3	85,1
28.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	61,8	75,3
29.	<i>переходящих скважин</i>	84,4	85,5

30.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	154,4	139,4
31.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	1220,5	1205,6
32.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	70,8	76,5
33.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	3	4
34.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	2
35.	<i>из другого фонда</i>	1	2
36.	<i>из консервации</i>		
37.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	5
38.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	2	5
39.	<i>под закачку</i>		
40.	<i>в консервацию</i>		
41.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	19
42.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	19
43.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		
44.	<i>в т.ч.: из бурения</i>		
45.	<i>из добывающего фонда</i>		
46.	<i>из прочих категорий</i>		
47.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		
48.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4
49.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	3
50.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (м/сут)</i>	6,0	6,1
51.	<i>по жидкости (м/сут)</i>	34,4	38,7
52.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	1,9	2,1
53.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	13,2	12,1
54.	<i>по конденсату (м/сут)</i>	0,2	0,2
55.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (м/сут)</i>	9,0	4,7
56.	<i>по жидкости (м/сут)</i>	23,5	19,2
57.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,8	0,2
58.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0
59.	<i>по конденсату (м/сут)</i>	0,0	0,0
60.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	107,9	252,2
61.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	8,4 (3,7-13,1)*	5,9 (2,8-16,7)
62.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	3,7*	2,8
63.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	13,1*	16,7
64.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	16,8 (15,5-17,7)*	8,2 (3,2-13,2)
65.	<i>минимальное устьевое давление, МПа</i>	15,5*	3,2
66.	<i>максимальное устьевое давление, МПа</i>	17,7*	13,2
67.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,96	0,72
68.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,50	0,36
69.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,93
70.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,99	0,82
71.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,98	0,38
72.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		
73.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,98	0,86
74.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

Таблица 3.2.22 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	2025	
		проект	факт
1	2	3	4
1.	Добыча сухого газа, млн. м ³	9,413	8,679
2.	Добыча конденсата, тыс. т	0,1	0,1
3.	Добыча нефти, тыс. т	54,6	39,6
4.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,4	2,5

5.	<i>из переходящих скважин</i>	48,2	37,1
6.	<i>мехспособом</i>	54,6	39,6
7.	Добыча растворенного в нефти газа, млн. м ³	5,705	5,815
8.	Общая добыча газа, млн. м ³	15,118	14,494
9.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,496	0,125
10.	Добыча жидкости, тыс. т	269,7	261,3
11.	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	14,9	10,1
12.	<i>из переходящих скважин</i>	254,8	251,2
13.	Накопленная добыча сухого газа, млн. м ³	225,300	224,566
14.	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	14,2	14,2
15.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	655,2	643,2
16.	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	329,841	329,969
17.	Накопленная добыча общего газа, млн. м ³	555,141	554,536
18.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	2280,3	2279,4
19.	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	2,9	2,1
20.	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	4,4	3,1
21.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,087	0,086
22.	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	34,8	34,2
23.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,180	0,181
24.	Отбор от начальных извлекаемых запасов конденсата, %	23,6	23,6
25.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,344	0,343
26.	Отбор от начальных извлекаемых запасов сухого газа, %	39,4	39,3
27.	Обводненность продукции (по весу), %	79,7	84,8
28.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	57,2	75,3
29.	<i>переходящих скважин</i>	81,1	85,2
30.	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	154,4	139,4
31.	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³	1220,5	1205,6
32.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	78,5	85,0
33.	Ввод новых добывающих скважин, ед.	4	4
34.	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	3	2
35.	<i>из другого фонда</i>	1	2
36.	<i>из консервации</i>		
37.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	5
38.	<i>в т.ч.: в другой фонд</i>	2	5
39.	<i>под закачку</i>		
40.	<i>в консервацию</i>		
41.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	25	22
42.	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	25	21
43.	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		
44.	<i>в т.ч.: из бурения</i>		
45.	<i>из добывающего фонда</i>		
46.	<i>из прочих категорий</i>		
47.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		
48.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4
49.	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	3
50.	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины: <i>по нефти (т/сут)</i>	6,6	6,1
51.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	30,1	36,4
52.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	1,7	2,0
53.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	13,2	12,1
54.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,2	0,2
55.	Среднесуточный дебит новых скважин: <i>по нефти (т/сут)</i>	8,7	4,7
56.	<i>по жидкости (т/сут)</i>	20,4	19,2
57.	<i>по общему газу (тыс. м³/сут)</i>	0,7	0,2
58.	<i>по сухому газу (тыс. м³/сут)</i>	0,0	0,0
59.	<i>по конденсату (т/сут)</i>	0,0	0,0
60.	Среднее давление на забоях добывающих скважин (диапазон), МПа	8,4 (3,7-13,1)*	6,2 (2,8-16,7)
61.	<i>минимальное забойное давление, МПа</i>	3,7*	2,8

62.	<i>максимальное забойное давление, МПа</i>	<i>13,1*</i>	<i>16,7</i>
63.	Среднее давление на устье нагнетательных скважин (диапазон), МПа	16,8 (15,5-17,7)*	8,2 (3,2-13,2)
64.	<i>минимальное устьевое давление, МПа</i>	<i>15,5*</i>	<i>3,2</i>
65.	<i>максимальное устьевое давление, МПа</i>	<i>17,7*</i>	<i>13,2</i>
66.	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	107,9	249,9
67.	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,66
68.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>0,50</i>	<i>0,36</i>
69.	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,93
70.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>0,99</i>	<i>0,82</i>
71.	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,98	0,37
72.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		
73.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,98	0,87
74.	<i>в т.ч.: новых скважин</i>		

Примечание: * – значения приведены по фактическим данным за 2024г «Анализа разработки ...»

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В настоящем проекте для прогнозирования технологических показателей разработки эксплуатационных объектов использованы статистические методы. Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Данный метод прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.4.1)$$

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости

из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии исследований, по соседним скважинам, проведенных в период 2021-2025 гг. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по целевым объектам. Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти. Результаты расчетов начального дебита новых скважин представлены в **таблице 3.4.4.**

3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным. Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки. Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ с учетом известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_0(t) / Q_0(t)} \quad (3.3.1)$$

$$1 - Q_0(t) / Q_0(t)$$

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

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t) / q_0(t)} \quad (3.3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр $q_0(t)$, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

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

3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [1], определение «эксплуатационный объект» или «объект разработки» – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

В разрезе месторождения Аксай пробуренными скважинами установлена нефтеносность арыкумских отложений, приуроченных к меловым горизонтам – М-I, М-II-5, М-II-4, при этом в структурном плане месторождение делится на 3 поднятия – Северный, Центральный и Юго-Западный:

Нефтегазоконденсатная залежь горизонта М-I. Горизонт распространен на всех поднятиях, на Северном и Центральном своде горизонт характеризуется наличием газоконденсатных залежей, на Юго-Западном своде характеризуется только наличием нефтяных залежей, где ведет свою деятельность второй недропользователь – ТОО «Недра Ком».

Газоконденсатнонефтяная залежь горизонта М-II-4. Горизонт распространен на Северном и Центральном поднятиях и разделен литологически на 3 пласта:

- пласт М-II-4а (песчаниковый пласт);
- пласт М-II-4б (конгломератовый пласт);
- пласт М-II-4в (конгломератово-песчаниковый пласт).

На Северном своде горизонт характеризуется как нефтяная залежь, на Центральном своде как нефтяная залежь с газовой шапкой.

Нефтяная залежь горизонта М-II-5 (Центральный свод) с газовой шапкой. Горизонт распространен только в Центральном поднятии.

Согласно действующему проекту и проектным документам, на месторождении горизонт М-I на Северном и Центральном своде выделен в единый самостоятельный

объект, нефтяные залежи горизонта М-II-4 Северного свода в отдельный объект, нефтегазоконденсатные залежи М-II-4 и нефтяная залежь с газовой шапкой горизонта М-II-5 в общий отдельный объект. Нефтяной горизонт М-I на Юго-Западном своде, где ведут деятельность 2 недропользователя КГМ и ТОО «Недра Ком», по площади был выделен как самостоятельный IV объект. Таким образом, согласно действующему проекту на месторождении эксплуатационные объекты были выделены следующим образом:

- I объект – нефтегазоконденсатная залежь М-I (Северное поднятие, I, II блоки, Центральное поднятие);
- II объект – нефтяная залежь М-II-4 Северного поднятия;
- III объект – газоконденсатнонефтяная залежь М-II-5 Центрального поднятия, газоконденсатнонефтяная залежь М-II-4 Центрального поднятия;
- IV объект – нефтяная залежь М-I Юго-Западного поднятия.

При проведении технологических расчетов с целью определения и достижения утвержденных значений КИН по нефтяным залежам, значений КИГ и КИК по газоконденсатным залежам горизонтов М-I Северного и Центрального сводов, горизонтов М-II-4 и М-II-5 Центрального свода и месторождения в целом, а также с учетом того, что участок Юго-Западного свода разрабатывается двумя недропользователями (ТОО «Недра Ком» и ТОО «СП «Казгермунай»), в рамках настоящего проекта выделение эксплуатационных объектов остается без изменений. При этом, при выделении эксплуатационных объектов учитывались такие критерии, как сложившаяся система разработки объектов, величина геологических запасов горизонтов и степень их выработанности, физико-химические свойства флюидов, геолого-физические характеристики продуктивных залежей.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Наименование	Объекты													
	I			II			III					IV		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Продуктивные горизонты	М-I (Центр. свод)	М-I (Север. свод)	в целом по объекту	М-II-4а (Север. Свод)	М-II-4б (Север. Свод)	в целом по объекту	М-II-4а (Центр. Свод)	М-II-4б (Центр. Свод)	М-II-4в (Центр. Свод)	М-II-5 (Центр. Свод)	в целом по объекту	М-I (Юго- запад. Свод по территории КГМ)	М-I (Юго- запад. Свод по территории Недра Ком)	в целом по объекту
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1356,4	-1417	-1380,6	-1446,9	-1451,9	-1451,9	-1381,7	-1390,3	-1394,4	-1373,3	-1394,4	-1396,9		
Тип залежи	пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные											пластово-сводовый		
Тип коллектора	терригенно-поровый													
Площадь нефтеносности (В+С ₁), тыс. м ²	3859,4	5842,5	9701,9	5979,4	2180	5979,4	8290	8076,4	2976,3	4268,8	8290	2796	1732	4528
Площадь газоносности (В+С ₁), тыс. м ²	9728,2	11337,5	21065,7	-	-	-	467,6	493,1	-	3385,6	3385,6	-	-	-
ГНК, м	-1424	-1373,5	-1424	-	-	-	-1370,6	-1370,6	-	-1373,5	-1373,5 (М-II-5) / 1370,6 (М- II-4а, М- II-4б)	-	-	-
ВНК, м	-1435	-1386,5	-1435	-1456,5; 1463,7	1442,5; 1463,7	-1456,5; 1463,7 (М- II-4а) / 1442,5; 1463,7 (М- II-4б)	-1403,4;- 1434	-1415,1;- 1434	-1408,8	-1406,6	-1406,6 (М-II-5) / - 1434 (М- II-4)	-1413,3	-1413,3	-1413,3
Средняя толщина эффективная, м	2,1	2,4	2,3	3	7,5	4,9	1,95	4,6	3,4	2,6	3,1	8,9	7,5	8,2
Средняя толщина нефтенасыщенная, м	2,6	1,5	1,6	3	5	3,8	2,2	3,9	3,9	2,1	3	8,9	7,5	8,2
Средняя толщина газонасыщенная, м	2,3	2,3	2,3	-	-	-	0,9	1,5	-	2,2	1,8	-	-	-
Пористость по ГИС, нефтенасыщенная/газонасыщенная доли ед.	0.15/0.15	0.16/0.16	0,155 / 0,155	0.19/-	0.16/-	0,17 / -	0.15/0.13	0.12/0.11	0.12/-	0,16/0,16	0,13 / 0,12	0.16/-		0,16/-
Пористость по керну, доли ед.	0,17	0,17	0,183	0,156	0,127	0,144	0,167	0,134	0,173	-/0,17	0,14	0,16		0,16
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,62	0,71	0,66	0,51	0,61	0,57	0,58	0,71	0,70	0,53	0,68	0,61		0,61
Средняя насыщенность газом, доли ед.	0,67	0,61	0,64	-	-	-	0,57	0,71	-	0,51	0,65	-		-
Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	2,2	175,03	208,7	22,9	1,42	22,3	123,5	113,9	7,9	112,7	80,8	107,3		107,3
Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²			441			31,1					14,2			8,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,5			0,5			0,2					0,2		
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,6			2,8			2,5					6,6		
Начальное пластовое давление, МПа	15,8			15,73			15,68					10,8		
Начальная пластовая температура, °С	73,8			72,6			71,2					-		
Отметка приведения давления и температуры, м	-1435			-1464			-1434 /-1408					-		
Текущее пластовое давление, МПа	6,8			12			12,3					10,8		
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,692			0,703			0,707					0,78		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,62			0,7			0,66					0,62**		
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,5			11,7			11,6					7,2		
Давление начала конденсации, МПа	13,2***			-			13,2***					-		
Относительная плотность растворенного газа по воздуху, кг/м ³	0,95			0,951			0,869					1,057		
Плотность сухого газа в пластовых условиях при пластовом давлении, г/см ³	0,183***			-			0,195***					-		
Вязкость сухого газа в пластовых условиях при пластовом давлении, мПа*с	0,04***			-			0,065***					-		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,058****			1,058****			1,058****					1,058****		
Газосодержание нефти, м ³ /т	162,5			149,7			155,5					28,9		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,432			1,327			1,355					1,122		
Плотность нефти в стандартных условиях, т/м ³	0,824			0,82			0,823					0,849		

Продолжение таблицы 6.4.1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа×с	12,3			7,9			12,8					12,6		
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, т/м³	1,144			1,146			1,047					1,274		
Плотность воды в стандартных условиях, т/м³	1,058****			1,058****			1,058****					1,058****		
Содержание серы в нефти, %	0,13			0,22			0,17					0,4		
Содержание парафина в нефти, %	10,6			12,6			15,3					18,5		
Содержание стабильного конденсата, г/м³	113,4***			-			127,6***					-		
Средний коэффициент продуктивности по нефти, м³/(сут·МПа)			17,3			5					14,3			1,79
Средний коэффициент приемистости, 10 м³/(сут·МПа)			-			-					39,7			-
Коэффициент удельной продуктивности по нефти, м³/(м³*сут*МПа)			13,4			0,86					1,4			0,37
Начальные геологические запасы нефти категории В+С ₁ , тыс. т	368	587	955	456	531	987	799	1214	513	632	3157	1648	494	2418*
Начальные извлекаемые запасы нефти категории В+С ₁ , тыс. т	62	100	162	169	196	365	161	242	102	126	631	494	231	725*
КИН категории В+С ₁ , доли ед.	0,169	0,169	0,169	0,370	0,370	0,370	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,300	0,300	0,300
Начальные геологические запасы сухого газа категории В+С ₁ , млн. м³	326,4	231,8	558,1	-	-	-	3,8	5,7	-	88	97	-	-	-
Начальные извлекаемые запасы сухого газа категории В+С ₁ , млн. м³	289,4	205,6	494,9	-	-	-	3,0	4,4	-	69,2	77	-	-	-
КИГ сухого газа категории В+С ₁ , доли ед.	0,887	0,887	0,887	-	-	-	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	-	-	-

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

С учетом текущего состояния разработки эксплуатационных объектов и анализа разработки, в рамках настоящего проекта рассмотрены 3 варианта дальнейшей разработки месторождения раздельно по контрактным территориям двух недропользователей – ТОО «СП «Казгермунай» (ведущий свою деятельность на основных участках Северного и Центрального свода, а также части Юго-западного свода структуры Аксай согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности ТОО «СП «Казгермунай» от 09.11.1993г) и ТОО «Недра Ком» (ведущие свою деятельность на участке Юго-западного свода согласно Дополнению №1 от 03.02.2025 (Государственный регистрационный №5428-УВС) к Контракту №4705-УВС от 15.03.2019г на разведку и добычу УВС на участке Аксайский).

Вариант 1 (базовый) является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки и выполнение проектных решений действующего проектного документа по переводу в добывающий фонд из наблюдательного фонда 1 скважины (№10D) с дальнейшим ее переводом под закачку на I объекте и расконсервации 2 скважин (№№10, 39) на I и III объекте по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», а также ввод 1 скважины из оценочного в добывающий фонд (А-3) по контрактной территории ТОО «Недра Ком».

Вариант 2 (рекомендуемый) на основе базового варианта предполагает дополнительные мероприятия по бурению 14 добывающих скважин (13 скважин по территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 скважина по территории ТОО «Недра Ком») на всех объектах разработки, а также предусматривает мероприятия по организации системы ППД на II и IV объектах (при переводе под закачку скважин №47 на II объекте и скважин №№107, 118 на IV объекте) на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

Вариант 3 (дополнительный) предусматривает реализацию сценария варианта 2 и дополнительно ввод в разработку газоконденсатных залежей I объекта путем ввода в эксплуатацию 9 скважин (№№8, 14, 26, 42, 54, 71, 77, 83, 104), переводимых в газодобывающий фонд I объекта с прочих категорий или других объектов разработки, а также предусматривается организация системы ППД в зоне газоконденсатных залежей I объекта путем перевода под закачку 1 скважины (№53).

Рекомендуемая адресная программа мероприятий по вариантам разработки представлены ниже в таблицах 3.4.1 и 3.4.2.

Таблица 3.4.1 - Адресная программа ГТМ по вариантам разработки по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»

№ скв.	Текущее состояние на 01.01.2026 г	Планируемый год	Планируемый ГТМ	№ варианта		
				1	2	3
I объект						
10D	В набл. фонде I объекта	2026	Ввод из прочих категорий	+	+	+
111	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
10D	В набл. фонде I объекта	2027	Перевод под закачку	+	+	+
53	В набл. фонде I объекта	2027	Перевод под закачку			+
10	В консервации	2027	Расконсервация	+	+	+
14	В доб. фонде II объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
26	В доб. фонде III объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
83	В доб. фонде II объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
42	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
54	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
77	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
71	в набл. фонде	2029	Ввод из прочих категорий			+
8	В доб. фонде III объекта	2029	Перевод между объектами			+
104	В доб. фонде II объекта	2029	Перевод между объектами			+
123	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
II объект						
47	В доб. фонде II объекта	2027	Перевод под закачку		+	+
109	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
117	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
III объект						
114	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
120	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
122	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
39	В консервации	2030	Расконсервация	+	+	+
IV объект						
106	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
108	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
113	-	2027	Ввод из бурения с ГРП		+	+
118	-	2028	Ввод из бурения с ГРП		+	+
118	В доб. фонде IV объекта	2029	Перевод под закачку		+	+
119	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
107	В доб. фонде IV объекта	2030	Перевод под закачку		+	+
121	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+

Таблица 3.4.2 - Адресная программа ГТМ по вариантам разработки по контрактной территории ТОО «Недра Ком»

№ скв.	Текущее состояние на 01.01.2026 г	Планируемый год	Планируемый ГТМ	№ варианта		
				1	2	3
IV объект						
A-3	В фонде оценочных скважин	2026	Перевод из оценочного фонда	+	+	+
A-12	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+

3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

На месторождении Аксай в целях поддержания и восстановления пластового давления и баланса пластовой энергии организована система поддержания пластового давления на III объекте разработки, кроме того, на I объекте в фонде нагнетательных скважин числится 1 ед. (№23), однако закачка воды на I объекте по скважине №23 не реализована в полной мере по техническим причинам. Система ППД на III объекте была

внедрена в июле 2016г вводом из бурения нагнетательной скважины №68. Скважина была пробурена в северо-западной части центрального свода. В сентябре того же года в юго-западной части свода из бурения была введена еще 1 нагнетательная скважина №69. Источниками воды является сточная техническая вода, отделяемая в системе подготовки продукции, а также вода с водозаборных скважин (BW-1, BW-2, BW-3, BW-4, BW-5, BW-7).

В проектной части настоящего проекта предусмотрены мероприятия по организации системы ППД на II и IV эксплуатационных объектах (перевод в нагнетательный фонд скважины №47 на II объекте и скважин №№118 и 107 на IV объекте), а также в рамках варианта 3 (нерекомендуемый вариант) предусматривается улучшение системы ППД на I эксплуатационном объекте (перевод в нагнетательный фонд скважины №53). При этом отмечается, что рабочим агентом для системы ППД в ходе закачки в продуктивные горизонты для проектных нагнетательных скважин №№10Д, 47 является подтоварная вода с УПН месторождения Нуралы, для других нагнетательных скважин переходящего и проектного фонда – попутно-добываемая вода и вода с водозаборных скважин. При использовании попутно-добываемой воды необходимо провести исследования на совместимость вод. Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5 (стр. 255).

3.4.4. 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 толщины пласта $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} \right)$,

установленной по соображениям экономической рентабельности, которая не будет разбурена и введена в разработку:

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

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

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 в 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 с пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры.

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта по всем рассматриваемым вариантам по контрактным территориям 2 недропользователей предусматривается фонд резервных скважин с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Количество скважин резервного фонда рекомендуется принять в объеме 10% от общего пробуренного фонда пробуренных скважин по контрактным территориям недропользователей. Таким образом, при общем фонде пробуренных скважин на контрактной территории «КГМ» в количестве 64 ед. – количество резервных скважин составит 7 ед. (номера для скважин резервного фонда «КГМ»: №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128). По контрактной территории «НК» общий фонд пробуренных скважин составил 5 ед. – количество резервных скважин при этом составит 1 ед. (номер для скважины резервного фонда – №А-13).

Ввиду небольших различий по глубине объектов, конструкция скважин для каждого эксплуатационного объекта принята одинаковой на уровне 1700м.

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

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

Общие положения

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

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

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

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный на сегодня вариант разработки месторождения (по контрактным территориям недропользователей), отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от максимально возможного извлечения из пластов запасов УВ при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

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

Экономическая оценка проводилась по двум контрактным территориям – ТОО «СП «Казгермунай» и ТОО «Недра Ком».

Экономические и финансовые допущения

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

Цены

ТОО «СП «Казгермунай»

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть, согласно макропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены на нефть с 2031г изменяются с учетом инфляции 2,5%. Товарная продукция будет реализовываться на экспорт и внутренний рынок (таблица 3.5.2). Газ и СУГ реализуются в 100% объеме на внутренний рынок. Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

ТОО «Недра Ком»

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефтепродукты, цена с 2026г изменяется с учетом инфляции 2% (таблица 3.6.2). Товарная продукция будет реализовываться на 100% внутренний рынок.

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 - Маркетинговые показатели ТОО «СП «Казгермунай»

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Реализация по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	%	20%	20%	20%	20%	20%
ПКОП	%	28%	31%	29%	25%	38%
ПНХЗ	%	51%	49%	51%	55%	42%
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям (нефть)						
экспорт	тг/тонн	13639	13639	13639	13639	13639
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	5848	5848	5848	5848	5848
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	6914	6914	6914	6914	6914
Цены по направлениям (нефть)						
экспорт с учетом скидки	тг/тонн	214449	214449	214449	214449	214449
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	118000	110000	115000	120000	120000
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	111607	110000	115000	120000	120000
Цена реализации СУГ	тг/тонн	64201	78982	90829	95370	95370
Цена реализации попутного газа	тг./тыс.м. ³	764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15
Скидка на экспорт	тг/тонн	20908	20908	20908	20908	20908
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

Таблица 3.5.2 - Маркетинговые показатели ТОО «Недра Ком»

Цена реализации нефтепродуктов	Ед. изм.	Значения
Мазут	тг/тонн	93 608,56
Бензин	тг/тонн	248 112,42
Диз.топливо	тг/тонн	265 050,52
Сжиженный газ	тг/тонн	57 569,50
Авиатопливо	тг/тонн	433 035,71
Тех.топливо	тг/тонн	13 711,92
Транспортные расходы		
Мазут	тг/тонн	741,3
Бензин АИ 92	тг/тонн	15004,6

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85% (WACC НК КМГ), для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) для территории ТОО «СП «Казгермунай». Для территории ТОО «Недра Ком» введена ставка 10%.

Капитальные вложения

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

- Бурение и обустройство новых скважин;
- ГТМ.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

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

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

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

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи жидкости и нефти.

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

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат двух недропользователей представлены в таблицах 3.5.3 и 3.5.4.

Эксплуатационные и капитальные затраты по территории ТОО «СП «Казгермунай» изменяются с учетом инфляции с 2027-2030гг – 5%, далее 2,5%.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом РК. Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не

включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи УВ и доказанных разрабатываемых запасов.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.5.5.

Таблица 3.5.3 - Техничко-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат, ТОО СП «Казгермунай»

Эксплуатационные затраты	Ед. изм.	Значения
Химреагенты для ППН	кг/тн	0,08
Расход химреагентов для ППД	кг/тыс.м ³	65,00
Химреагенты для ППН	тг./кг	720,00
Расход химреагентов для ППД	тг./кг	707,00
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг./1000 квтч	35,00
Расход э/энергии на мех. добычу	квт.ч/тн.ж.	111,38
Удельный расход электроэнергии на производства природного газа	квт.ч/млн.м ³	189,00
Общепромысловые расходы	тыс. тг./скв	8803,4
Услуги почты, связи и ИТ	тыс. тг./скв	242,2
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	1573,7
Материальная помощь	тыс. тг./скв	598,8
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	4606,2
Промыслово-геофизические работы	тыс. тг./скв	536,1
Гидродинамические исследования скважин	тыс. тг./скв	271,8
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	35,6
Гидрогеологический мониторинг	тыс. тг./скв	96,0
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс. тг./скв	6609,1
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс. тг./скв	276,0
Обслуживание насосов	тыс. тг./скв	177,3
Обслуживание УПГ	тыс. тг./скв	2315,1
Эксплуатационное обслуживание электрооборудования и КИПиА	тыс. тг./скв	12590,5
Очистка и реставрация НКТ	тыс. тг./скв	337,3
Поверка и регулировка	тыс. тг./скв	325,6
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	1432,2
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	1768,0
Материалы	тыс.тг./т.нефти	1130,8
Командировочные расходы	тыс. тг./скв	117,2
Прочие расходы на персонал	тыс. тг./скв	2827,8
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	2454,8
НИОКР	тыс. тг./год	7102,8
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	259,84
Подземный ремонт скважин	тыс.тг.	2417,49
Свабирование	тыс.тг.	136,00
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг.	1235246,1
Затраты на обучение персонала	тыс.тг./чел.год	287,03
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц	тг.	2083538,4
Общие и Административные расходы	тыс.тг./скв	1957,60
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения вертикальной скважины	тыс.тг.	448 349,73
Средняя стоимость обустройства вертикальной скважины	тыс.тг.	153 990,41
Средняя стоимость наземного обустройства нагнетательной скважины	тыс.тг.	80 000,00
ПИР на строительство скважин	тыс.тг.	10 853
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	14572,59
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	16888,96
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг.	17610,44
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг.	18617,09

Таблица 3.5.4 - Техничко-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат, ТОО «Недра Ком»

Эксплуатационные затраты	Ед. изм.	Значения
Стоимость затрат по скважинам	тыс. тг./скв	103897,3
Охрана объектов	тыс. тг./скв	6105,9
ТБ	тыс. тг./скв	28,6
Аренда автомашины	тыс. тг./скв	49,1
Другие производственные затраты	тыс. тг./скв	82,2
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	3310,3
ГИС	тыс. тг./скв	2647,8
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс. тг./скв	8406,3
Перевозка тех.воды	тг./т.ж	38,7
услуги ЦППН	тг./т.ж	549,9
УСЛУГИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРЬЯ	тг./т.нефти	35336,0
Перевозка нефти с месторождения до ЦППН	тг./т.ж	286,8
Услуги экологического контроля, экологические услуги	тыс. тг./скв	2087,5
Материалы	тг./т.нефти	79,5
Питание сотрудников	тыс. тг./скв	6119,1
НИОКР	%	1
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	267,86
ФОТ ОПП на 1 работника ОПП в месяц	тг	211 500
Затраты на обучение казахстанских специалистов, от затрат на добычу	%	1
ФОТ АУП на 1 работника АУП в месяц	тг	611 415
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	9 540
Отчисления в фонд охраны природы	тыс.тг/скв	723,427
Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	%	1
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг	360 000,0
Обустройство скважин	тыс.тг	160 000,0
Ввод из бездействия	тыс.тг	2334,40
ГРП	тыс.тг	50 000,0

Таблица 3.5.5 - Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

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

Налоги и прочие платежи

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

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.6.5);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.6);
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.6.7);

- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%;
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов;
- Социальный налог по ставке -6%;
- Социальные отчисления - 5%;
- ОСМС – 3%;

Таблица 3.5.6 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем добычи	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.7 - Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.8 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

С учетом результатов анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем проекте произведены расчеты технологических показателей разработки по 3 вариантам сценария.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации **II вариант** разработки, в процессе реализации которого достигается максимальные экономические показатели доходности.

При реализации рекомендуемого **II варианта** разработки экономически рентабельный период приходится на 2043г по контрактной территории «КГМ» и на 2044г по контрактной территории «НК». Прогнозные технологические показатели разработки приведены отдельно по нефтяным и газовым залежам объектов и месторождения, отдельно по эксплуатационным объектам и контрактным территориям недропользователей, а также в целом по месторождению (таблицы 4.1.19-4.1.22).

Прогнозные технологические показатели разработки по газовым и нефтяным залежам, эксплуатационным объектам, контрактным территориям недропользователей и месторождению в целом по другим рассчитанным вариантам разработки представлены в табличных приложениях в таблицах П. 4.1.1-4.1.44.

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	6	0	0	1	10,2	0	0	1	1	0	1	1	0	5,8	10,7	0,0
2027	0	0	0	6	0	1	0	10,2	0	1	0	0	0	2	2	1	6,9	15,4	50,0
2028	0	0	0	6	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	2	2	1	4,9	13,4	50,0
2029	1	1	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	5,1	17,6	50,0
2030	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	5,6	20,4	50,0
2031	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	5,1	20,4	50,0
2032	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	4,7	20,4	50,0
2033	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	4,3	20,4	50,0
2034	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	4,0	20,4	50,0
2035	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,7	20,4	50,0
2036	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,4	20,4	50,0
2037	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,2	20,4	50,0
2038	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,0	20,4	50,0
2039	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,8	20,4	50,0
2040	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,6	20,4	50,0
2041	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,5	20,4	50,0
2042	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,3	20,4	50,0
2043	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,2	20,4	50,0

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

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,2	1,3	3,2	97,2	60,0	0,102	4,0	4,0	156,3	78,5	46,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,341	14,576
2027	3,8	2,3	5,8	101,0	62,3	0,106	8,4	8,4	164,6	86,8	55,0	17,4	17,4	159,4	7,4	0,595	15,171
2028	3,4	2,1	5,6	104,4	64,5	0,109	9,5	9,5	174,1	96,3	63,8	17,3	34,7	148,0	14,0	0,544	15,715
2029	4,5	2,8	7,9	109,0	67,3	0,114	15,7	15,7	189,8	112,0	71,1	17,3	52,0	94,0	19,6	0,718	16,433
2030	6,1	3,7	11,4	115,0	71,0	0,120	21,9	21,9	211,8	134,0	72,4	17,3	69,4	68,0	23,8	0,957	17,389
2031	5,5	3,4	11,7	120,5	74,4	0,126	21,9	21,9	233,7	155,9	74,9	17,3	86,7	69,1	27,4	0,869	18,258
2032	5,0	3,1	12,1	125,5	77,5	0,131	21,9	21,9	255,6	177,8	77,1	17,3	104,0	70,2	30,5	0,793	19,051
2033	4,6	2,8	12,6	130,1	80,3	0,136	21,9	21,9	277,5	199,7	79,0	17,3	121,4	71,1	33,2	0,729	19,780
2034	4,3	2,6	13,3	134,4	83,0	0,141	21,9	21,9	299,4	221,6	80,6	17,3	138,7	72,0	35,6	0,672	20,452
2035	3,9	2,4	14,3	138,3	85,4	0,145	21,9	21,9	321,4	243,6	82,0	17,3	156,1	72,7	37,7	0,623	21,075
2036	3,7	2,3	15,5	142,0	87,6	0,149	21,9	21,9	343,3	265,5	83,3	17,3	173,4	73,4	39,7	0,579	21,654
2037	3,4	2,1	17,1	145,4	89,8	0,152	21,9	21,9	365,2	287,4	84,4	17,3	190,7	74,0	41,4	0,541	22,195
2038	3,2	2,0	19,3	148,6	91,7	0,156	21,9	21,9	387,1	309,3	85,4	17,3	208,1	74,6	43,0	0,506	22,701
2039	3,0	1,9	22,4	151,6	93,6	0,159	21,9	21,9	409,0	331,2	86,3	17,3	225,4	75,1	44,5	0,475	23,176
2040	2,8	1,7	27,2	154,4	95,3	0,162	21,9	21,9	431,0	353,2	87,1	17,3	242,7	75,5	45,8	0,447	23,623
2041	2,7	1,6	35,2	157,1	97,0	0,164	21,9	21,9	452,9	375,1	87,9	17,3	260,1	75,9	47,1	0,421	24,044
2042	2,5	1,6	51,2	159,6	98,5	0,167	21,9	21,9	474,8	397,0	88,5	17,3	277,4	76,3	48,2	0,397	24,441
2043	2,4	1,5	99,2	162,0	100,0	0,170	21,9	21,9	496,7	418,9	89,2	17,3	294,8	76,7	49,3	0,375	24,816

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, тыс. м³/сут; т/сут			Среднегодовая приростность I скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	1	0	1	1	0	0	19,3	0,3	3,5	0,0
2027	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	15,8	0,2	3,1	0,0
2028	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	12,9	0,2	2,8	0,0
2029	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	10,6	0,1	2,5	0,0
2030	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	8,6	0,1	2,2	0,0
2031	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	7,1	0,1	2,0	0,0
2032	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	5,8	0,1	1,8	0,0
2033	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	4,7	0,1	1,6	0,0
2034	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	3,9	0,1	1,4	0,0
2035	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	3,2	0,04	1,3	0,0
2036	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	2,6	0,03	1,2	0,0
2037	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	2,1	0,03	1,0	0,0
2038	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	1,7	0,02	0,9	0,0
2039	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	1,4	0,02	0,8	0,0
2040	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	1	1	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

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

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная		
2026	6,700	1,4	1,9	155,327	31,4	0,278	1,2	0,0	21,9	8,1	92,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,3	11,8	0,094
2027	5,480	1,1	1,6	160,807	32,5	0,288	1,1	0,0	23,0	8,1	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,4	11,9	0,096
2028	4,482	0,9	1,3	165,289	33,4	0,296	1,0	0,0	24,0	8,1	94,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,5	12,0	0,096
2029	3,665	0,7	1,1	168,954	34,1	0,303	0,9	0,0	24,8	8,1	94,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,05	6,5	12,1	0,097
2030	2,998	0,6	0,9	171,952	34,7	0,308	0,8	0,0	25,6	8,1	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	6,5	12,2	0,098
2031	2,451	0,5	0,8	174,403	35,2	0,312	0,7	0,0	26,3	8,1	95,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	6,6	12,2	0,098
2032	2,005	0,4	0,6	176,408	35,6	0,316	0,6	0,0	26,9	8,1	95,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	6,6	12,3	0,099
2033	1,640	0,3	0,5	178,048	36,0	0,319	0,6	0,0	27,5	8,1	96,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	6,6	12,3	0,099
2034	1,341	0,3	0,4	179,388	36,2	0,321	0,5	0,0	28,0	8,1	96,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	6,6	12,4	0,099
2035	1,097	0,2	0,3	180,485	36,5	0,323	0,4	0,0	28,4	8,1	96,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,6	12,4	0,099
2036	0,897	0,2	0,3	181,382	36,7	0,325	0,4	0,0	28,8	8,1	97,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2037	0,734	0,1	0,2	182,116	36,8	0,326	0,4	0,0	29,2	8,1	97,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2038	0,600	0,1	0,2	182,715	36,9	0,327	0,3	0,0	29,5	8,1	97,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2039	0,491	0,1	0,2	183,206	37,0	0,328	0,3	0,0	29,8	8,1	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2040	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100
2041	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100
2042	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100
2043	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	2	2	0	6	6	0	6,9	47,3	0,0
2027	0	0	0	12	0	0	0	20,4	1	0	1	1	0	5	5	1	7,3	51,0	150,0
2028	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	1	4,9	51,0	150,0
2029	1	1	0	13	0	0	0	22,1	0	0	0	0	0	6	6	1	4,2	43,8	150,0
2030	1	1	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	4,9	44,4	150,0
2031	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	4,5	43,9	150,0
2032	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	4,0	43,9	150,0
2033	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	3,6	43,9	150,0
2034	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	3,3	43,9	150,0
2035	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	3,0	43,9	150,0
2036	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	2,7	43,9	150,0
2037	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	2,5	43,9	150,0
2038	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	2,3	43,9	150,0
2039	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	2,2	43,9	150,0
2040	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	2,0	43,9	150,0
2041	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	1,9	43,9	150,0
2042	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	1,8	43,9	150,0
2043	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	7	7	1	1,6	44,2	150,0

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

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	13,6	3,7	11,5	260,2	71,3	0,264	93,3	93,3	1069,1	1062,4	85,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,060	95,140
2027	9,6	2,6	9,2	269,9	73,9	0,273	67,0	67,0	1136,1	1129,4	85,6	24,6	24,6	35,3	2,0	1,454	96,594
2028	6,4	1,8	6,7	276,3	75,7	0,280	67,0	67,0	1203,1	1196,5	90,4	52,0	76,7	76,9	5,8	0,969	97,563
2029	6,9	1,9	7,8	283,2	77,6	0,287	72,7	72,7	1275,8	1269,1	90,5	52,0	128,7	70,9	9,2	1,043	98,606
2030	9,7	2,6	11,8	292,8	80,2	0,297	87,3	87,3	1363,1	1356,4	88,9	52,0	180,7	58,5	12,2	1,457	100,063
2031	9,1	2,5	12,6	301,9	82,7	0,306	89,5	89,5	1452,6	1445,9	89,8	52,0	232,7	57,3	14,8	1,374	101,437
2032	8,2	2,2	13,0	310,1	85,0	0,314	89,5	89,5	1542,1	1535,5	90,9	52,0	284,7	57,7	17,1	1,233	102,671
2033	7,4	2,0	13,4	317,5	87,0	0,322	89,5	89,5	1631,7	1625,0	91,8	52,0	336,7	58,1	19,2	1,113	103,784
2034	6,7	1,8	14,1	324,2	88,8	0,328	89,5	89,5	1721,2	1714,5	92,5	52,0	388,7	58,4	21,1	1,011	104,795
2035	6,1	1,7	15,0	330,3	90,5	0,335	89,5	89,5	1810,7	1804,1	93,2	52,0	440,7	58,6	22,8	0,923	105,718
2036	5,6	1,5	16,2	335,9	92,0	0,340	89,5	89,5	1900,3	1893,6	93,7	52,0	492,8	58,8	24,4	0,847	106,565
2037	5,2	1,4	17,8	341,1	93,4	0,346	89,5	89,5	1989,8	1983,1	94,2	52,0	544,8	59,0	25,8	0,780	107,346
2038	4,8	1,3	20,0	345,9	94,8	0,350	89,5	89,5	2079,3	2072,6	94,7	52,0	596,8	59,2	27,1	0,722	108,068
2039	4,4	1,2	23,2	350,3	96,0	0,355	89,5	89,5	2168,9	2162,2	95,0	52,0	648,8	59,4	28,4	0,670	108,738
2040	4,1	1,1	28,1	354,4	97,1	0,359	89,5	89,5	2258,4	2251,7	95,4	52,0	700,8	59,5	29,5	0,624	109,362
2041	3,9	1,1	36,5	358,3	98,2	0,363	89,5	89,5	2347,9	2341,2	95,7	52,0	752,8	59,6	30,6	0,583	109,945
2042	3,6	1,0	53,9	361,9	99,2	0,367	89,5	89,5	2437,5	2430,8	96,0	52,0	804,8	59,7	31,6	0,546	110,491
2043	3,1	0,9	100,0	365,0	100,0	0,370	87,8	87,8	2525,3	2518,6	96,5	52,0	856,8	61,1	32,5	0,469	110,960

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	3	3	0	3	3	3	1,5	20,4	150,9
2027	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,3	20,8	150,8
2028	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,1	21,2	150,6
2029	1	1	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	2,4	21,4	150,1
2030	2	2	0	26	0	1	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	4,4	20,5	152,0
2031	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	4,7	20,9	154,0
2032	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	4,4	21,9	158,9
2033	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	4,1	22,9	156,3
2034	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	3,8	24,1	151,7
2035	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	3,5	25,3	151,2
2036	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	3,3	26,6	158,3
2037	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	3,0	28,1	145,9
2038	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	2,8	29,6	152,6
2039	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	7	7	3	2,6	31,3	159,9
2040	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	1	1	0	6	6	3	2,5	33,1	147,0
2041	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	2,3	35,0	143,6
2042	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	2,1	37,1	151,4
2043	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	2,0	39,4	123,0

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,6	0,4	0,6	222,0	35,2	0,070	35,0	35,0	1014,7	854,5	92,6	120,4	1326,0	345,0	118,9	0,393	218,186
2027	1,7	0,3	0,4	223,7	35,5	0,071	28,9	28,9	1043,6	883,4	94,0	120,3	1446,3	422,0	126,5	0,263	218,449
2028	1,5	0,2	0,4	225,3	35,7	0,071	29,5	29,5	1073,0	912,9	94,8	120,0	1566,3	415,0	133,6	0,233	218,682
2029	3,7	0,6	0,9	229,0	36,3	0,073	34,0	34,0	1107,0	946,9	89,0	119,9	1686,2	345,0	139,7	0,567	219,248
2030	10,5	1,7	2,6	239,5	38,0	0,076	48,6	48,6	1155,6	995,5	78,5	133,2	1819,4	250,0	144,4	1,584	220,832
2031	13,1	2,1	3,3	252,6	40,0	0,080	58,3	58,3	1213,9	1053,7	77,5	134,9	1954,3	210,0	147,6	1,984	222,816
2032	12,3	1,9	3,3	264,9	42,0	0,084	61,0	61,0	1274,9	1114,7	79,8	139,2	2093,5	210,0	150,5	1,862	224,678
2033	11,4	1,8	3,1	276,3	43,8	0,087	64,0	64,0	1338,9	1178,7	82,2	136,9	2230,5	200,0	152,9	1,725	226,403
2034	10,6	1,7	3,0	286,9	45,5	0,091	67,2	67,2	1406,0	1245,9	84,3	127,6	2358,0	180,0	154,1	1,599	228,002
2035	9,8	1,6	2,8	296,7	47,0	0,094	70,6	70,6	1476,6	1316,4	86,1	132,4	2490,5	180,0	155,3	1,484	229,485
2036	9,1	1,4	2,7	305,8	48,5	0,097	74,3	74,3	1550,9	1390,7	87,7	137,9	2628,3	180,0	156,4	1,378	230,863
2037	8,5	1,3	2,6	314,2	49,8	0,099	78,3	78,3	1629,1	1469,0	89,2	127,8	2756,2	160,0	156,6	1,281	232,144
2038	7,9	1,2	2,5	322,1	51,0	0,102	82,6	82,6	1711,7	1551,5	90,5	133,7	2889,9	160,0	156,7	1,192	233,336
2039	7,3	1,2	2,4	329,4	52,2	0,104	87,2	87,2	1798,9	1638,7	91,6	140,1	3030,0	160,0	156,9	1,111	234,447
2040	6,8	1,1	2,3	336,3	53,3	0,106	92,2	92,2	1891,1	1731,0	92,6	128,8	3158,7	140,0	156,1	1,036	235,483
2041	6,4	1,0	2,2	342,7	54,3	0,109	97,7	97,7	1988,8	1828,6	93,5	125,8	3284,6	130,0	154,9	0,967	236,450
2042	6,0	0,9	2,1	348,6	55,3	0,110	103,5	103,5	2092,3	1932,2	94,2	132,7	3417,2	130,0	153,8	0,904	237,354
2043	5,6	0,9	2,0	354,2	56,1	0,112	109,9	109,9	2202,2	2042,0	94,9	107,8	3525,0	100,0	151,3	0,846	238,201

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (газ). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая прирмистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2035	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	1	1	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (газ). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная		
2026	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2027	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2028	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2029	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2030	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2031	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2032	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2033	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2034	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2035	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2036	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2037	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2038	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2039	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2040	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2041	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2042	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2043	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории «КГМ»). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	2	2	0	6	0	0	0	10,2	0	0	2	2	0	4	4	0	11,2	22,2	0,0
2027	1	1	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	10,5	20,3	0,0
2028	1	1	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	6	6	0	9,9	21,5	0,0
2029	1	1	0	9	0	0	0	15,3	1	0	1	1	0	6	6	1	9,6	22,9	67,2
2030	1	1	0	10	0	0	0	17,0	0	1	0	0	0	7	7	2	10,3	24,8	72,4
2031	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	10,4	25,9	76,9
2032	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	10,1	26,6	72,4
2033	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,8	27,3	73,9
2034	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,5	28,1	69,2
2035	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,3	29,0	70,8
2036	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,0	29,8	65,9
2037	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,8	30,8	67,5
2038	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,6	31,7	69,3
2039	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,4	32,8	71,2
2040	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,2	33,9	73,2
2041	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,0	35,0	75,3
2042	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	7,8	36,3	77,6
2043	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	7,6	37,6	80,0

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории «КГМ»). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	15,6	3,2	3,6	76,1	15,4	0,046	31,0	31,0	130,3	130,0	49,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,156	4,854
2027	16,8	3,4	4,0	92,8	18,8	0,056	32,3	32,3	162,6	162,3	48,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,168	5,022
2028	18,3	3,7	4,6	111,1	22,5	0,067	39,6	39,6	202,2	201,9	53,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,183	5,205
2029	20,9	4,2	5,5	132,1	26,7	0,080	50,0	50,0	252,2	252,0	58,2	11,0	11,0	20,0	3,8	0,209	5,414
2030	27,9	5,6	7,7	159,9	32,4	0,097	67,2	67,2	319,4	319,2	58,5	37,0	48,0	50,0	13,3	0,279	5,693
2031	30,1	6,1	9,0	190,0	38,5	0,115	74,8	74,8	394,2	394,0	59,8	53,3	101,4	65,0	22,8	0,301	5,994
2032	29,2	5,9	9,6	219,2	44,4	0,133	76,9	76,9	471,1	470,8	62,0	50,2	151,5	60,0	28,7	0,292	6,286
2033	28,4	5,7	10,3	247,6	50,1	0,150	79,0	79,0	550,1	549,8	64,1	51,2	202,8	60,0	33,1	0,284	6,570
2034	27,6	5,6	11,2	275,2	55,7	0,167	81,3	81,3	631,4	631,1	66,1	48,0	250,7	55,0	35,8	0,276	6,846
2035	26,8	5,4	12,3	302,1	61,1	0,183	83,7	83,7	715,1	714,8	67,9	49,1	299,8	55,0	38,0	0,268	7,114
2036	26,1	5,3	13,6	328,2	66,4	0,199	86,2	86,2	801,3	801,1	69,7	45,7	345,5	50,0	39,2	0,261	7,376
2037	25,5	5,2	15,4	353,7	71,6	0,215	88,9	88,9	890,3	890,0	71,4	46,8	392,3	50,0	40,3	0,255	7,630
2038	24,8	5,0	17,7	378,5	76,6	0,230	91,8	91,8	982,1	981,8	73,0	48,0	440,3	50,0	41,1	0,248	7,879
2039	24,2	4,9	21,0	402,7	81,5	0,244	94,8	94,8	1076,8	1076,6	74,5	49,4	489,7	50,0	41,9	0,242	8,121
2040	23,6	4,8	25,9	426,3	86,3	0,259	98,0	98,0	1174,8	1174,5	75,9	50,7	540,4	50,0	42,5	0,236	8,357
2041	23,1	4,7	34,1	449,4	91,0	0,273	101,3	101,3	1276,1	1275,8	77,2	52,2	592,7	50,0	43,1	0,231	8,588
2042	22,6	4,6	50,6	472,0	95,5	0,286	104,9	104,9	1381,0	1380,7	78,5	53,8	646,5	50,0	43,6	0,226	8,814
2043	22,1	4,5	100,0	494,0	100,0	0,300	108,6	108,6	1489,6	1489,3	79,7	55,5	701,9	50,0	44,0	0,221	9,034

Таблица 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории «НК»). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	6	0	0	1	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	8,1	16,7	0,0
2027	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,9	18,9	0,0
2028	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,6	19,1	0,0
2029	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,5	19,4	0,0
2030	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,3	19,7	0,0
2031	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,2	20,0	0,0
2032	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,0	20,3	0,0
2033	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,8	20,6	0,0
2034	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,6	20,9	0,0
2035	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,4	21,2	0,0
2036	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,2	21,5	0,0
2037	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,0	21,8	0,0
2038	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,9	22,1	0,0
2039	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,7	22,4	0,0
2040	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,5	22,8	0,0
2041	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,4	23,1	0,0
2042	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,2	23,5	0,0
2043	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,1	23,8	0,0
2044	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	4,9	24,2	0,0

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории «НК»). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	11,4	4,9	5,5	33,1	14,3	0,043	23,5	23,5	59,5	59,5	51,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,326	0,490
2027	13,7	5,9	6,9	46,8	20,3	0,061	32,7	32,7	92,2	92,2	58,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,391	0,881
2028	13,1	5,7	7,1	59,9	25,9	0,078	33,2	33,2	125,4	125,4	60,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,374	1,255
2029	13,0	5,6	7,6	72,9	31,6	0,095	33,7	33,7	159,0	159,0	61,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,372	1,627
2030	12,7	5,5	8,0	85,6	37,1	0,111	34,2	34,2	193,2	193,2	62,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,362	1,989
2031	12,5	5,4	8,6	98,1	42,5	0,127	34,7	34,7	227,9	227,9	64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,356	2,346
2032	12,1	5,2	9,1	110,2	47,7	0,143	35,2	35,2	263,0	263,0	65,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,346	2,691
2033	11,8	5,1	9,7	122,0	52,8	0,158	35,7	35,7	298,7	298,7	67,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,336	3,027
2034	11,4	4,9	10,5	133,4	57,7	0,173	36,2	36,2	334,9	334,9	68,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,326	3,353
2035	11,1	4,8	11,4	144,4	62,5	0,188	36,7	36,7	371,6	371,6	69,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,317	3,670
2036	10,9	4,7	12,4	155,2	67,2	0,202	37,2	37,2	408,8	408,8	71,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,308	3,977
2037	10,6	4,5	13,8	165,7	71,7	0,215	37,8	37,8	446,6	446,6	72,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,299	4,276
2038	10,3	4,4	15,5	175,8	76,1	0,228	38,3	38,3	485,0	485,0	73,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,290	4,566
2039	9,9	4,3	17,9	185,7	80,4	0,241	38,9	38,9	523,9	523,9	74,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,282	4,848
2040	9,6	4,2	21,2	195,3	84,5	0,254	39,5	39,5	563,4	563,4	75,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,274	5,122
2041	9,3	4,0	26,1	204,6	88,6	0,266	40,1	40,1	603,4	603,4	76,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,266	5,389
2042	9,1	3,9	34,3	213,7	92,5	0,277	40,7	40,7	644,1	644,1	77,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,259	5,647
2043	8,8	3,8	50,8	222,5	96,3	0,289	41,3	41,3	685,4	685,4	78,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,252	5,899
2044	8,6	3,7	100,0	231,0	100,0	0,300	41,9	41,9	727,2	727,2	79,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,245	6,144

Таблица 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	12	0	0	1	22,1	0	0	2	2	0	9	9	0	9,6	19,5	0,0
2027	1	1	0	13	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	10	10	0	9,1	19,5	0,0
2028	1	1	0	14	0	0	0	25,5	0	0	0	0	0	11	11	0	8,8	20,4	0,0
2029	1	1	0	15	0	0	0	27,2	1	0	1	1	0	11	11	1	8,6	21,3	67,2
2030	1	1	0	16	0	0	0	28,9	0	1	0	0	0	12	12	2	9,1	22,8	72,4
2031	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	9,2	23,7	76,9
2032	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,9	24,2	72,4
2033	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,7	24,8	73,9
2034	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,4	25,4	69,2
2035	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,2	26,0	70,8
2036	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,0	26,7	65,9
2037	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,8	27,4	67,5
2038	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,6	28,1	69,3
2039	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,4	28,9	71,2
2040	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,2	29,7	73,2
2041	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,0	30,6	75,3
2042	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	6,8	31,5	77,6
2043	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	6,7	32,4	80,0
2044*	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	5	5	0	4,9	24,2	0,0

Примечание: * – без учета скважин «КТМ»

Таблица 4.1.16 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта. Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	27,0	3,7	4,2	109,2	15,1	0,045	54,5	54,5	189,7	189,5	50,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,482	5,344
2027	30,5	4,2	4,9	139,7	19,3	0,058	65,0	65,0	254,8	254,5	53,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,559	5,903
2028	31,4	4,3	5,4	171,1	23,6	0,071	72,8	72,8	327,6	327,3	56,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,558	6,461
2029	33,9	4,7	6,1	205,0	28,3	0,085	83,7	83,7	411,3	411,0	59,5	11,0	11,0	11,1	2,2	0,581	7,041
2030	40,6	5,6	7,8	245,6	33,9	0,102	101,4	101,4	512,6	512,4	60,0	37,0	48,0	30,9	7,6	0,641	7,683
2031	42,6	5,9	8,9	288,1	39,7	0,119	109,5	109,5	622,1	621,8	61,1	53,3	101,4	41,5	13,4	0,657	8,340
2032	41,3	5,7	9,5	329,4	45,4	0,136	112,0	112,0	734,1	733,8	63,1	50,2	151,5	38,6	17,1	0,638	8,978
2033	40,1	5,5	10,1	369,6	51,0	0,153	114,7	114,7	848,8	848,5	65,0	51,2	202,8	38,8	19,9	0,620	9,597
2034	39,0	5,4	11,0	408,6	56,4	0,169	117,5	117,5	966,3	966,0	66,8	48,0	250,7	35,8	21,7	0,602	10,199
2035	37,9	5,2	12,0	446,5	61,6	0,185	120,4	120,4	1086,7	1086,4	68,5	49,1	299,8	36,0	23,2	0,585	10,784
2036	36,9	5,1	13,2	483,4	66,7	0,200	123,5	123,5	1210,2	1209,9	70,1	45,7	345,5	33,0	24,2	0,569	11,353
2037	35,9	5,0	14,9	519,3	71,6	0,215	126,7	126,7	1336,9	1336,6	71,7	46,8	392,3	33,2	25,0	0,553	11,907
2038	35,0	4,8	17,0	554,3	76,5	0,229	130,1	130,1	1467,0	1466,8	73,1	48,0	440,3	33,5	25,7	0,538	12,445
2039	34,1	4,7	20,0	588,4	81,2	0,243	133,7	133,7	1600,7	1600,5	74,5	49,4	489,7	33,7	26,3	0,524	12,969
2040	33,2	4,6	24,3	621,6	85,7	0,257	137,4	137,4	1738,2	1737,9	75,8	50,7	540,4	34,0	26,9	0,510	13,479
2041	32,4	4,5	31,3	654,0	90,2	0,270	141,4	141,4	1879,5	1879,3	77,1	52,2	592,7	34,2	27,4	0,497	13,976
2042	31,6	4,4	44,5	685,6	94,6	0,284	145,5	145,5	2025,1	2024,8	78,3	53,8	646,5	34,5	27,9	0,484	14,461
2043	30,9	4,3	78,4	716,5	98,8	0,296	149,9	149,9	2174,9	2174,6	79,4	55,5	701,9	34,7	28,3	0,472	14,933
2044*	8,6	1,2	100,0	725,1	100,0	0,300	41,9	41,9	2216,8	2216,5	79,6	0,0	701,9	0,0	27,8	0,245	15,178

Примечание: * – без учета скважин «КТМ»

Таблица 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории «КГМ» (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	46	0	0	1	78,2	0	0	8	8	0	14	14	3	5,0	23,8	150,9
2027	1	1	0	48	0	1	0	83,3	1	1	1	1	0	15	15	5	4,9	20,8	124,0
2028	1	1	0	49	0	0	0	85,0	0	0	0	0	0	16	16	5	4,3	20,8	127,0
2029	4	4	0	54	0	0	0	93,5	1	0	1	1	0	19	19	6	4,5	21,4	120,9
2030	4	4	0	59	0	1	0	102,0	0	1	0	0	0	24	24	7	5,5	22,8	115,1
2031	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	5,5	23,2	113,8
2032	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	5,2	23,7	114,3
2033	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,9	24,2	113,8
2034	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,7	24,7	109,9
2035	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,4	25,2	110,9
2036	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,2	25,8	112,0
2037	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,0	26,5	107,8
2038	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	3,9	27,1	111,0
2039	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	3,7	27,9	114,4
2040	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	1	1	0	23	23	7	3,6	28,7	110,0
2041	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	23	23	7	3,4	29,5	109,3
2042	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	23	23	7	3,3	30,4	113,0
2043	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	23	23	7	3,2	31,3	102,8

Таблица 4.1.18 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории «КГМ» (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	34,0	2,1	3,3	655,5	39,7	0,097	163,3	163,3	2370,3	2125,4	79,2	120,4	1326,0	2,950	332,756
2027	31,9	1,9	3,2	687,4	41,6	0,102	136,6	136,6	2506,9	2262,0	76,6	162,3	1488,3	2,480	335,236
2028	29,7	1,8	3,1	717,1	43,4	0,106	145,6	145,6	2652,5	2407,6	79,6	189,4	1677,6	1,929	337,165
2029	36,1	2,2	3,9	753,2	45,6	0,112	172,4	172,4	2824,9	2580,0	79,1	200,3	1877,9	2,536	339,702
2030	54,0	3,3	6,0	807,3	48,9	0,120	225,0	225,0	3049,9	2805,0	76,0	239,5	2117,5	4,277	343,978
2031	57,8	3,5	6,8	865,1	52,4	0,128	244,5	244,5	3294,4	3049,5	76,4	257,6	2375,1	4,527	348,506
2032	54,7	3,3	7,0	919,8	55,7	0,136	249,3	249,3	3543,8	3298,8	78,1	258,7	2633,8	4,181	352,686
2033	51,8	3,1	7,1	971,5	58,8	0,144	254,4	254,4	3798,2	3553,3	79,7	257,5	2891,3	3,850	356,537
2034	49,1	3,0	7,2	1020,6	61,8	0,151	259,9	259,9	4058,1	3813,2	81,1	244,9	3136,2	3,558	360,095
2035	46,7	2,8	7,4	1067,3	64,6	0,158	265,7	265,7	4323,8	4078,9	82,4	250,9	3387,1	3,298	363,393
2036	44,5	2,7	7,6	1111,8	67,3	0,165	272,0	272,0	4595,8	4350,9	83,6	252,9	3639,9	3,066	366,458
2037	42,5	2,6	7,9	1154,4	69,9	0,171	278,6	278,6	4874,4	4629,5	84,7	244,0	3884,0	2,857	369,315
2038	40,7	2,5	8,2	1195,0	72,3	0,177	285,8	285,8	5160,2	4915,3	85,8	251,1	4135,0	2,668	371,984
2039	39,0	2,4	8,5	1234,0	74,7	0,183	293,4	293,4	5453,7	5208,7	86,7	258,8	4393,9	2,498	374,482
2040	37,4	2,3	9,0	1271,5	77,0	0,188	301,6	301,6	5755,3	5510,4	87,6	248,8	4642,7	2,343	376,825
2041	36,0	2,2	9,5	1307,5	79,1	0,194	310,4	310,4	6065,7	5820,8	88,4	247,4	4890,1	2,202	379,027
2042	34,7	2,1	10,1	1342,1	81,2	0,199	319,8	319,8	6385,5	6140,6	89,2	255,8	5145,9	2,073	381,099
2043	33,1	2,0	10,7	1375,3	83,2	0,204	328,2	328,2	6713,8	6468,8	89,9	232,6	5378,5	1,912	383,011

Таблица 4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	4	4	0	52	0	0	2	88,4	0	0	8	8	0	19	19	3	6,6	27,2	150,9
2027	1	1	0	54	0	1	0	91,8	1	1	1	1	0	20	20	5	6,9	25,8	124,0
2028	1	1	0	55	0	0	0	93,5	0	0	0	0	0	21	21	5	6,1	25,6	127,0
2029	4	4	0	59	0	0	0	100,3	1	0	1	1	0	24	24	6	6,1	25,6	120,9
2030	4	4	0	64	0	1	0	108,8	0	1	0	0	0	29	29	7	6,8	26,3	115,1
2031	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	6,7	26,5	113,8
2032	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	6,3	27,0	114,3
2033	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	6,0	27,6	113,8
2034	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	5,7	28,1	109,9
2035	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	5,5	28,7	110,9
2036	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	5,3	29,4	112,0
2037	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	5,0	30,1	107,8
2038	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	4,8	30,8	111,0
2039	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	29	29	7	4,6	31,6	114,4
2040	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	1	1	0	28	28	7	4,5	32,4	110,0
2041	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	28	28	7	4,3	33,3	109,3
2042	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	28	28	7	4,2	34,2	113,0
2043	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	28	28	7	4,0	35,3	102,8
2044*	0	0	0	64	0	0	0	108,8	0	0	0	0	0	5	5	0	4,9	24,2	0,0

Примечание: * – без учета скважин «КТМ»

Таблица 4.1.20 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	45,4	2,4	3,7	688,6	36,6	0,092	186,8	186,8	2429,8	2184,9	75,7	120,4	1326,0	3,276	333,246
2027	45,6	2,4	3,8	734,2	39,0	0,098	169,3	169,3	2599,1	2354,2	73,1	162,3	1488,3	2,871	336,117
2028	42,8	2,3	3,7	777,1	41,3	0,103	178,8	178,8	2777,9	2533,0	76,0	189,4	1677,6	2,304	338,421
2029	49,1	2,6	4,4	826,2	43,9	0,110	206,1	206,1	2984,0	2739,0	76,2	200,3	1877,9	2,908	341,329
2030	66,7	3,5	6,3	892,9	47,4	0,119	259,1	259,1	3243,1	2998,2	74,2	239,5	2117,5	4,639	345,968
2031	70,3	3,7	7,1	963,2	51,1	0,128	279,2	279,2	3522,3	3277,4	74,8	257,6	2375,1	4,884	350,851
2032	66,8	3,5	7,3	1030,0	54,7	0,137	284,5	284,5	3806,8	3561,8	76,5	258,7	2633,8	4,526	355,378
2033	63,5	3,4	7,4	1093,5	58,1	0,145	290,1	290,1	4096,9	3851,9	78,1	257,5	2891,3	4,186	359,564
2034	60,5	3,2	7,7	1154,0	61,3	0,153	296,1	296,1	4392,9	4148,0	79,6	244,9	3136,2	3,884	363,448
2035	57,8	3,1	7,9	1211,8	64,4	0,161	302,4	302,4	4695,4	4450,5	80,9	250,9	3387,1	3,615	367,063
2036	55,3	2,9	8,2	1267,0	67,3	0,169	309,2	309,2	5004,6	4759,7	82,1	252,9	3639,9	3,373	370,436
2037	53,0	2,8	8,6	1320,0	70,1	0,176	316,4	316,4	5321,0	5076,1	83,3	244,0	3884,0	3,155	373,591
2038	50,8	2,7	9,0	1370,9	72,8	0,182	324,1	324,1	5645,2	5400,3	84,3	251,1	4135,0	2,959	376,550
2039	48,9	2,6	9,5	1419,7	75,4	0,189	332,4	332,4	5977,5	5732,6	85,3	258,8	4393,9	2,780	379,330
2040	47,0	2,5	10,2	1466,7	77,9	0,195	341,1	341,1	6318,7	6073,7	86,2	248,8	4642,7	2,617	381,947
2041	45,3	2,4	10,9	1512,1	80,3	0,201	350,5	350,5	6669,1	6424,2	87,1	247,4	4890,1	2,468	384,415
2042	43,7	2,3	11,8	1555,8	82,6	0,207	360,5	360,5	7029,6	6784,7	87,9	255,8	5145,9	2,332	386,747
2043	41,9	2,2	12,8	1597,7	84,9	0,213	369,5	369,5	7399,1	7154,2	88,6	232,6	5378,5	2,163	388,910
2044*	8,6	0,5	3,0	1606,3	85,3	0,214	41,9	41,9	7441,0	7196,1	79,6	0,0	5378,5	0,245	389,154

Примечание: * – без учета скважин «КТМ»

Таблица 4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приримость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	1	0	1	2	1	0	9,7	0,1	1,7	0,0
2027	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	7,9	0,1	1,6	0,0
2028	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	6,5	0,1	1,4	0,0
2029	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	5,3	0,1	1,3	0,0
2030	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	4,3	0,1	1,1	0,0
2031	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	3,5	0,05	1,0	0,0
2032	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	2,9	0,04	0,9	0,0
2033	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	2,4	0,03	0,8	0,0
2034	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,9	0,03	0,7	0,0
2035	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,6	0,02	0,6	0,0
2036	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,3	0,02	0,6	0,0
2037	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,1	0,01	0,5	0,0
2038	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	0,9	0,01	0,5	0,0
2039	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	0,7	0,01	0,4	0,0
2040	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	2	2	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2044*	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: * – без учета скважин «КТМ»

Таблица 4.1.22 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИГ, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная		
2026	6,700	1,2	1,9	231,267	40,5	0,353	1,2	0,0	37,6	23,8	92,8	0,0	0,0	0,1	14,3	23,8	0,182
2027	5,480	1,0	1,6	236,747	41,4	0,361	1,1	0,0	38,7	23,8	93,4	0,0	0,0	0,1	14,4	23,9	0,183
2028	4,482	0,8	1,3	241,228	42,2	0,368	1,0	0,0	39,6	23,8	94,0	0,0	0,0	0,1	14,4	24,0	0,183
2029	3,665	0,6	1,1	244,893	42,8	0,374	0,9	0,0	40,5	23,8	94,5	0,0	0,0	0,05	14,5	24,1	0,184
2030	2,998	0,5	0,9	247,891	43,4	0,378	0,8	0,0	41,3	23,8	95,0	0,0	0,0	0,04	14,5	24,1	0,184
2031	2,451	0,4	0,8	250,342	43,8	0,382	0,7	0,0	42,0	23,8	95,4	0,0	0,0	0,03	14,5	24,2	0,185
2032	2,005	0,4	0,6	252,347	44,1	0,385	0,6	0,0	42,6	23,8	95,8	0,0	0,0	0,03	14,6	24,2	0,185
2033	1,640	0,3	0,5	253,987	44,4	0,387	0,6	0,0	43,2	23,8	96,2	0,0	0,0	0,02	14,6	24,3	0,185
2034	1,341	0,2	0,4	255,328	44,7	0,389	0,5	0,0	43,7	23,8	96,5	0,0	0,0	0,02	14,6	24,3	0,186
2035	1,097	0,2	0,3	256,424	44,9	0,391	0,4	0,0	44,1	23,8	96,8	0,0	0,0	0,01	14,6	24,3	0,186
2036	0,897	0,2	0,3	257,321	45,0	0,392	0,4	0,0	44,5	23,8	97,1	0,0	0,0	0,01	14,6	24,3	0,186
2037	0,734	0,1	0,2	258,055	45,1	0,394	0,4	0,0	44,9	23,8	97,3	0,0	0,0	0,01	14,6	24,4	0,186
2038	0,600	0,1	0,2	258,655	45,3	0,395	0,3	0,0	45,2	23,8	97,6	0,0	0,0	0,01	14,7	24,4	0,186
2039	0,491	0,1	0,2	259,145	45,3	0,395	0,3	0,0	45,5	23,8	97,8	0,0	0,0	0,01	14,7	24,4	0,186
2040	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2041	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2042	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2043	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2044*	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186

Примечание: * – без учета скважин «КТМ»

Таблица 4.1.23 - Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объекты					
		I	II	III	IV	IV (КГМ)	IV (НК)
1.	Плотность сетки скважин, га/скв:						
	на начало разбуривания	256,4	49,8	37,7	56,6	69,9	43,3
	на конец разбуривания	219,8	42,7	31,9	30,2	28,0	34,6
2.	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	В соответствии с показателями фонда добывающих и нагнетательных скважин из таблиц, приведенных в разделе 4.1;					
3.	Коэффициент компенсации отборов, %	+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1;					-
4.	Отношение Рпл и Рзаб к Рнас	Рпл>0,5*Рнас; Рзаб≥0,3*Рнас;	Рпл>Рнас; Рзаб≥0,5*Рнас;				
5.	Отношение Рпл к Рзаб	Рпл>Рзаб					
6.	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м³/т	200,0	200,0	200,0	100,0	100,0	100,0
7.	Объем добычи УВ	+/-10% от годовых показателей объемов добычи УВ, указанных в таблицах раздела 4.1;					
8.	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс. м³	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах раздела 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. Технико-экономические показатели вариантов разработки

Экономический анализ проведен по трем вариантам отдельно по контрактным территории ТОО «СП «Казгермунай» и ТОО «Недра Ком» для оценки возможных финансовых и экономических последствий при реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

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

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

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

К оценочным показателям относятся:

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

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчета 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 ТОО «СП «Казгермунай» по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5, по контрактной территории ТОО «Недра Ком» – в таблицах 4.2.6-4.2.10. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях в таблицах П. 4.2.1-4.2.15.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)								
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	5828546	1345049	448350	448350	1793399	1793399	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	58290	0	29145	0	14573	14573	0
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг.	18617	18617	0	0	0	0	0
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг.	35221	0	17610	0	0	17610	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	5926102	1363666	495105	448350	1807971	1811009	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	6672079	1363666	519861	494306	2092953	2201293	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО								
Обустройство промысла								
Обустройство скважины	тыс.тг.	2463846	461971	461971	153990	153990	615962	615962
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	320000	0	160000	0	80000	80000	0
Строительство объектов производственного назначения	тыс.тг.	311180	213180	98000	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	3095027	675152	719971	153990	233990	695962	615962
Итого с инфляцией	тыс.тг.	3485137	675152	755970	169774	270873	845946	767423
ВСЕГО	тыс.тг.	9021129	2038818	1215077	602340	2041962	2506971	615962
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	10157216	2038818	1275830	664080	2363826	3047239	767423

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
НДС (с выручки)	тыс. тг.	13 222 171	501 175	457 370	443 393	563 976	844 319	925 605	897 996	870 722
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс. тг.	3 427 847	79 919	99 811	113 664	142 080	184 988	189 613	194 353	199 212
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс. тг.	428 482	9 923	12 452	14 211	17 764	23 129	23 707	24 300	24 907
Налог на имущество	тыс. тг.	4 325 899	511 536	464 543	415 159	379 437	363 722	339 568	298 925	258 961
Прочие налоги	тыс. тг.	177 405	6 459	7 117	7 445	8 760	10 732	10 732	10 732	10 732
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг.	5 720 372	177 783	163 150	154 080	185 598	280 073	390 571	378 927	367 512
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг.	5 357 633	222 493	204 180	192 829	232 273	350 507	374 685	354 648	335 575
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг.	4 390 981	183 733	178 593	172 918	201 024	274 548	290 038	281 827	275 114
НДПИ на добычу газа	тыс. тг.	6 849	207	209	186	270	474	533	515	492
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс. тг.	10 613 296	690 878	672 685	627 098	603 232	643 854	693 841	646 231	601 783
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс. тг.	9 518 296	526 924	444 081	374 080	708 528	942 181	597 151	470 578	474 089
Возврат НДС Государством	тыс. тг.	-3 703 874	25 749	-13 289	-69 314	144 553	97 862	-328 454	-427 418	-396 634
Недисконированные поступления Государству	тыс. тг.	23 835 467	1 192 054	1 130 055	1 070 492	1 167 207	1 488 173	1 619 446	1 544 227	1 472 505

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
НДС (с выручки)	тыс. тг.	846 455	824 861	805 595	788 401	773 023	759 262	746 824	735 858	726 112	711 224
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс. тг.	204 192	209 297	214 530	219 893	225 390	231 025	221 523	227 061	232 738	238 556
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс. тг.	25 530	26 168	26 822	27 493	28 180	28 885	27 697	28 389	29 099	29 826
Налог на имущество	тыс. тг.	224 513	194 798	169 147	146 989	127 835	111 265	96 920	84 493	73 719	64 372
Прочие налоги	тыс. тг.	10 732	10 732	10 732	10 732	10 732	10 732	10 075	10 075	10 075	10 075
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг.	357 381	348 368	340 333	380 755	373 430	366 884	360 995	355 791	373 110	365 631
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг.	344 896	327 998	312 618	321 531	307 654	294 890	303 299	291 635	299 542	286 379
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг.	269 414	264 643	260 661	257 367	254 729	252 660	246 104	243 622	242 800	241 188
НДПИ на добычу газа	тыс. тг.	470	450	431	415	400	386	371	359	349	332
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс. тг.	590 673	557 593	529 679	576 774	555 327	537 465	520 160	505 567	535 320	525 134
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс. тг.	478 239	483 253	488 859	494 932	501 715	509 027	500 811	500 160	508 209	515 479

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
Возврат НДС Государством	тыс. тг.	-368 216	-341 608	-316 735	-293 469	-271 308	-250 235	-246 013	-235 698	-217 903	-195 745
Недисконированные поступления Государству	тыс. тг.	1 437 129	1 382 454	1 335 274	1 365 175	1 328 350	1 296 727	1 266 984	1 241 425	1 261 432	1 236 358

Таблица 4.2.3 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант

Доход от реализации	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
Нефть на экспорт	тыс. тонн	150,67	6,85	6,29	5,94	7,16	10,81	11,56	10,94	10,35
Нефть на внутренний рынок	тыс. тонн	602,19	27,10	25,58	23,75	28,90	43,17	46,16	43,69	41,34
Конденсата										
на экспорт	тыс. тонн	0,08	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,32	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01
Попутный газ										
Товарный газ на внутренний рынок	млн.м ³	44,46	2,591	2,184	1,70	2,19	3,63	3,80	3,48	3,20
Природный газ		0,00								
на внутренний рынок	тыс. тонн	27,66	5,36	4,38	3,59	2,93	2,40	1,96	1,60	1,31
СУГ										
СУГ на внутренний рынок	тыс. тонн	12,22	0,551	0,457	0,354	0,51	0,92	1,02	0,97	0,91
Цена реализации продукции										
Нефти										
Нефть на экспорт	тг./тонн		214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	219810,54	225305,80	230938,45
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн		113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00	123000,00	126075,00	129226,88
Конденсата										
на экспорт	тг./тонн		214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	219810,54	225305,80	230938,45
на внутренний рынок	тг./тонн		113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00	123000,00	126075,00	129226,88
Попутный газ										
Товарный газ на внутренний рынок	тг./тыс.м ³		764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15
Природный газ										
на внутренний рынок	тг./тонн		764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15	1201,45	1231,49	1262,28
СУГ										
СУГ на внутренний рынок	тг./тонн		64201,15	78982,00	90829,00	95370,45	95370,45	97754,71	100198,58	102703,54
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
Нефть на экспорт	тг. тыс	36 574 187,53	1469325,35	1348777,68	1274097,38	1535590,08	2318468,85	2540733,21	2465147,62	2391021,83
Нефть на внутренний рынок	тг. тыс	81 246 362,27	3086524,59	2813318,15	2730931,92	3468108,47	5180450,45	5677084,05	5508193,53	5342564,83
Конденсата										
на экспорт	тг. тыс	17478,58	3312,36	2649,87	2197,24	1783,03	1470,77	1232,91	1033,52	866,38
на внутренний рынок	тг. тыс	38060,65	6958,09	5527,18	4709,63	4026,94	3286,33	2754,85	2309,33	1935,86
Попутный газ										
Товарный газ на внутренний рынок	тг. тыс	49835,82	1979,79	1923,44	1647,49	2335,88	4260,58	4457,56	4084,87	3746,11
Природный газ		0,00								
на внутренний рынок	тг. тыс	28957,06	4096,41	3860,68	3473,14	3124,48	2810,82	2356,25	1975,19	1655,75
СУГ										
СУГ на внутренний рынок	тг. тыс	1291009,94	35345,83	36099,18	32128,53	48521,38	87745,01	99686,33	97004,03	93029,44
Итоговый производственный доход	тг. тыс	119 245 891,86	4607542,42	4212156,18	4049185,31	5063490,26	7598492,81	8328305,17	8079748,08	7834820,19

Продолжение таблицы 4.2.3

Доход от реализации	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
Нефть на экспорт	тыс. тонн	9,82	9,34	8,90	8,50	8,14	7,80	7,49	7,20	6,93	6,63
Нефть на внутренний рынок	тыс. тонн	39,22	37,30	35,56	33,96	32,49	31,15	29,90	28,75	27,69	26,47
Конденсата											
на экспорт	тыс. тонн	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	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Попутный газ											
Товарный газ на внутренний рынок	млн.м³	2,94	2,72	2,52	2,34	2,18	2,04	1,91	1,79	1,68	1,55
Природный газ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	1,07	0,88	0,72	0,59	0,48	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ											
СУГ на внутренний рынок	тыс. тонн	0,85	0,79	0,74	0,70	0,66	0,62	0,59	0,56	0,53	0,49
Цена реализации продукции											
Нефти											
Нефть на экспорт	тг./тонн	236711,91	242629,71	248695,45	254912,84	261285,66	267817,80	274513,24	281376,07	288410,48	295620,74
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн	132457,55	135768,99	139163,21	142642,29	146208,35	149863,56	153610,15	157450,40	161386,66	165421,33
Конденсата											
на экспорт	тг./тонн	236711,91	242629,71	248695,45	254912,84	261285,66	267817,80	274513,24	281376,07	288410,48	295620,74
на внутренний рынок	тг./тонн	132457,55	135768,99	139163,21	142642,29	146208,35	149863,56	153610,15	157450,40	161386,66	165421,33
Попутный газ											
Товарный газ на внутренний рынок	тг./тыс.м³	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15
Природный газ											
на внутренний рынок	тг./тонн	1293,83	1326,18	1359,33	1393,32	1428,15	1463,85	1500,45	1537,96	1576,41	1615,82
СУГ											
СУГ на внутренний рынок	тг./тонн	105271,13	107902,91	110600,48	113365,50	116199,63	119104,62	122082,24	125134,29	128262,65	131469,22
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
Нефть на экспорт	тг. тыс	2325229,50	2266687,75	2214493,15	2167890,33	2126246,25	2089029,09	2055790,84	2026153,07	1999795,19	1959710,36
Нефть на внутренний рынок	тг. тыс	5195556,63	5064749,34	4948124,29	4843993,66	4750942,99	4667783,94	4593515,49	4527292,05	4468397,27	4378830,62
Конденсата											
на экспорт	тг. тыс	726,26	608,81	510,35	427,81	358,63	300,63	0,00	0,00	0,00	0,00
на внутренний рынок	тг. тыс	1622,78	1360,34	1140,34	955,92	801,33	671,73	0,00	0,00	0,00	0,00
Попутный газ											
Товарный газ на внутренний рынок	тг. тыс	3450,77	3189,08	2955,621	2746,34	2557,55	2388,06	2235,59	2096,38	1969,05	1811,67
Природный газ											
на внутренний рынок	тг. тыс	1387,98	1163,51	975,34	817,61	685,38	574,54	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ											
СУГ на внутренний рынок	тг. тыс	89097,74	85563,30	82312,51	79442,84	76785,73	74287,04	71896,57	69722,76	67834,50	64507,23
Итоговый производственный доход	тг. тыс	7617071,66	7423322,13	7250511,60	7096274,51	6958377,85	6835035,04	6723438,49	6625264,27	6537996,01	6404859,87

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	4 577 039,01	185 127,64	176 208,77	166 303,03	202 174,82	304 605,22	328 153,94	315 288,39	303 142,75
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	322 844,65	7 492,40	9 760,65	11 481,99	13 062,93	17 164,67	18 896,58	19 208,35	19 390,22
Затраты на материалы	тыс.тг.	1 152 771,23	38 541,18	37 963,88	37 129,08	47 324,05	74 338,50	81 451,31	79 022,24	76 641,13
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	21 924 323,64	563 272,23	657 150,94	724 508,91	905 636,14	1 179 138,25	1 208 616,71	1 238 832,13	1 269 802,93
Затраты на персонал	тыс.тг.	1 981 201,26	50 900,35	59 383,74	65 470,57	81 838,21	106 553,35	109 217,19	111 947,62	114 746,31
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	637 721,45	10 907,01	30 267,30	23 689,97	24 992,52	45 860,38	55 099,72	33 957,31	34 549,29
Общепромысловые расходы	тыс.тг.	6 167 818,24	158 461,48	184 871,73	203 821,08	254 776,35	331 718,80	340 011,77	348 512,07	357 224,87
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг.	169 660,65	4 358,86	5 085,34	5 606,59	7 008,24	9 124,72	9 352,84	9 586,66	9 826,33

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
Транспортные расходы	тыс.тг.	1 102 554,70	28 326,46	33 047,54	36 434,91	45 543,63	59 297,81	60 780,26	62 299,76	63 857,26
Материальная помощь	тыс.тг.	419 563,90	10 779,29	12 575,84	13 864,86	17 331,08	22 565,07	23 129,19	23 707,42	24 300,11
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг.	3 227 206,39	82 912,28	96 731,00	106 645,93	133 307,41	173 566,24	177 905,40	182 353,03	186 911,86
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг.	375 576,70	9 649,19	11 257,39	12 411,27	15 514,09	20 199,34	20 704,32	21 221,93	21 752,48
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	190 405,84	4 891,84	5 707,15	6 292,13	7 865,16	10 240,44	10 496,46	10 758,87	11 027,84
Проекты отвода земель	тыс.тг.	24 963,79	641,36	748,25	824,95	1 031,19	1 342,61	1 376,17	1 410,58	1 445,84
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг.	67 254,51	1 727,88	2 015,86	2 222,49	2 778,11	3 617,10	3 707,52	3 800,21	3 895,22
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг.	3 276 980,39	118 963,08	97 153,18	107 111,38	133 889,22	174 323,77	178 681,86	183 148,91	187 727,63
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг.	196 904,72	4 967,19	5 795,06	6 389,05	7 986,32	10 398,18	10 658,14	10 924,59	11 197,71
Обслуживание насосов	тыс.тг.	126 534,20	3 192,00	3 724,00	4 105,71	5 132,14	6 682,04	6 849,09	7 020,32	7 195,83
Обслуживание УПП	тыс.тг.	1 651 907,97	41 671,66	48 616,94	53 600,17	67 000,22	87 234,28	89 415,14	91 650,52	93 941,78
Эксплуатационное обслуживание электрооборудования и КИПиА	тыс.тг.	8 821 139,71	226 629,71	264 401,33	291 502,46	364 378,08	474 420,26	486 280,76	498 437,78	510 898,73
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг.	236 337,58	6 071,90	7 083,89	7 809,99	9 762,48	12 710,75	13 028,52	13 354,24	13 688,09
Поверка и регулировка	тыс.тг.	228 135,90	5 861,19	6 838,05	7 538,96	9 423,69	12 269,65	12 576,39	12 890,80	13 213,07
Содержание автодорог	тыс.тг.	1 003 419,08	25 779,50	30 076,08	33 158,88	41 448,60	53 966,08	55 315,23	56 698,11	58 115,57
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг.	776 138,22	31 823,27	33 414,43	35 085,16	36 839,41	38 681,38	39 648,42	40 639,63	41 655,62
Командировочные расходы	тыс.тг.	82 110,55	2 109,56	2 461,15	2 713,42	3 391,77	4 416,09	4 526,49	4 639,65	4 755,64
Расходы по страхованию	тыс.тг.	1 719 888,55	44 186,79	51 551,25	56 835,26	71 044,07	92 499,38	94 811,87	97 182,16	99 611,72
Подземный ремонт скважин	тыс.тг.	1 693 733,28	43 514,82	50 767,29	55 970,93	69 963,67	91 092,69	93 370,01	95 704,26	98 096,87
Ликвидация скважин	тыс.тг.	48 399,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	182 051,11	4 677,19	5 456,73	6 016,04	7 520,05	9 791,11	10 035,89	10 286,78	10 543,95
Свабирование	тыс.тг.	95 283,85	2 448,00	2 856,00	3 148,74	3 935,93	5 124,57	5 252,69	5 384,01	5 518,61
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	62 479 870,41	1 719 885,32	1 932 970,75	2 087 693,90	2 591 899,56	3 432 942,76	3 549 349,89	3 589 868,34	3 654 675,23
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	3 427 846,65	79 919,47	99 810,89	113 664,05	142 080,06	184 988,24	189 612,95	194 353,27	199 212,10
Налог на имущество	тыс.тг.	4 325 899,05	511 535,67	464 542,58	415 159,03	379 437,32	363 721,62	339 567,50	298 924,58	258 960,53
Земельный налог	тыс.тг.	8 936,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	167 646,49	5 916,93	6 574,37	6 903,09	8 217,96	10 190,28	10 190,28	10 190,28	10 190,28
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	822,01	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	4 390 980,96	183 732,65	178 593,16	172 917,52	201 024,06	274 547,50	290 038,14	281 826,85	275 114,37
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	6 849,01	207,11	209,42	186,25	269,91	474,08	532,50	515,32	492,16
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	631 391,21	4 576,77	30 267,30	23 689,97	24 992,52	45 860,38	55 099,72	33 957,31	34 549,29
Итого производственных затрат	тыс.тг.	75 440 242,26	2 506 316,07	2 713 510,61	2 820 755,95	3 348 463,53	4 313 267,00	4 434 933,13	4 410 178,08	4 433 736,10
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	7 072 042,16	271 213,84	255 380,14	241 719,74	296 566,45	450 251,24	493 331,18	478 618,63	464 196,54
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	5 720 371,88	177 783,22	163 150,21	154 079,83	185 598,36	280 073,19	390 570,98	378 926,68	367 511,63
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 357 632,72	222 492,96	204 179,97	192 828,53	232 273,49	350 507,28	374 684,96	354 648,07	335 575,04
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	18 150 046,77	671 490,02	622 710,32	588 628,11	714 438,31	1 080 831,71	1 258 587,11	1 212 193,38	1 167 283,21
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг.	4 719 528,08	120 167,54	141 070,55	156 012,67	195 015,84	253 910,62	260 258,39	266 764,85	273 433,97
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	2 919 522,81	75 007,38	87 508,61	96 478,25	120 597,81	157 018,35	160 943,80	164 967,40	169 091,58
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	428 481,57	9 923,44	12 452,43	14 211,20	17 764,00	23 128,72	23 706,94	24 299,61	24 907,10
Другие административные расходы	тыс.тг.	1 371 523,70	35 236,72	41 109,50	45 323,23	56 654,04	73 763,56	75 607,64	77 497,84	79 435,28
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	3 784 758,56	146 392,69	168 367,90	154 398,05	175 882,56	271 483,04	302 467,40	268 195,07	248 395,78
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	3 098 079,81	139 731,83	131 127,64	122 170,63	148 396,23	222 139,22	237 497,57	224 811,84	212 733,52
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	686 678,75	6 660,86	37 240,26	32 227,42	27 486,34	49 343,82	64 969,82	43 383,23	35 662,27
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	26 654 333,40	938 050,25	932 148,77	899 038,83	1 085 336,71	1 606 225,38	1 821 312,89	1 747 153,30	1 689 112,96
Итого затраты	тыс.тг.	102 094 575,67	3 444 366,32	3 645 659,38	3 719 794,78	4 433 800,24	5 919 492,38	6 256 246,02	6 157 331,38	6 122 849,06
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг.	119 245 891,86	4 607 542,42	4 212 156,18	4 049 185,31	5 063 490,26	7 598 492,81	8 328 305,17	8 079 748,08	7 834 820,19
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	102 094 575,67	3 444 366,32	3 645 659,38	3 719 794,78	4 433 800,24	5 919 492,38	6 256 246,02	6 157 331,38	6 122 849,06
Операционный доход	тыс.тг.	17 151 316,19	1 163 176,11	566 496,80	329 390,54	629 690,02	1 679 000,44	2 072 059,15	1 922 416,70	1 711 971,14
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	28 335 666,88	1 971 140,49	1 799 244,76	1 637 520,53	1 705 273,31	2 102 491,35	2 135 229,22	1 983 118,68	1 843 221,35
Балансовая прибыль	тыс.тг.	-11 184 350,69	-807 964,38	-1 232 747,95	-1 308 129,99	-1 075 583,28	-423 490,92	-63 170,07	-60 701,98	-131 250,22

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	41 781 656,45	5 051 269,47	4 529 123,62	3 995 260,44	3 795 539,88	3 728 665,91	3 324 257,28	2 862 222,43	2 466 316,66
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-24 630 340,26	-3 888 093,36	-3 962 626,82	-3 665 869,90	-3 165 849,86	-2 049 665,48	-1 252 198,13	-939 805,72	-754 345,52
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	-11 184 350,69	-807 964,38	-1 232 747,95	-1 308 129,99	-1 075 583,28	-423 490,92	-63 170,07	-60 701,98	-131 250,22

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	292 494,07	283 110,01	274 815,41	267 466,97	260 941,88	255 153,01	246 712,97	242 676,97	239 062,52	233 600,64
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	18 894,92	19 554,04	19 995,63	19 740,57	20 558,80	21 464,30	21 148,96	21 438,61	22 481,05	21 109,98
Затраты на материалы	тыс.тг.	74 528,01	72 648,02	70 972,09	69 475,91	68 139,09	66 944,52	65 868,61	64 919,00	64 074,48	62 790,14
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	1 301 548,00	1 334 086,70	1 367 438,87	1 401 624,84	1 436 665,46	1 472 582,10	1 412 016,22	1 447 316,63	1 483 499,54	1 520 587,03
Затраты на персонал	тыс.тг.	117 614,96	120 555,34	123 569,22	126 658,45	129 824,91	133 070,54	127 597,47	130 787,41	134 057,10	137 408,52
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	35 166,19	35 812,98	36 505,78	37 229,30	37 977,59	38 767,43	39 588,42	38 605,27	38 943,91	39 801,09
Общепромысловые расходы	тыс.тг.	366 155,49	375 309,38	384 692,11	394 309,42	404 167,15	414 271,33	397 232,75	407 163,57	417 342,66	427 776,23
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг.	10 071,99	10 323,79	10 581,88	10 846,43	11 117,59	11 395,53	10 926,84	11 200,01	11 480,01	11 767,01
Транспортные расходы	тыс.тг.	65 453,69	67 090,03	68 767,28	70 486,46	72 248,63	74 054,84	71 009,04	72 784,26	74 603,87	76 468,97
Материальная помощь	тыс.тг.	24 907,61	25 530,30	26 168,56	26 822,77	27 493,34	28 180,68	27 021,63	27 697,17	28 389,60	29 099,34
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг.	191 584,66	196 374,27	201 283,63	206 315,72	211 473,61	216 760,45	207 845,31	213 041,44	218 367,48	223 826,66
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг.	22 296,29	22 853,70	23 425,04	24 010,67	24 610,93	25 226,21	24 188,68	24 793,39	25 413,23	26 048,56
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	11 303,53	11 586,12	11 875,78	12 172,67	12 476,99	12 788,91	12 262,92	12 569,49	12 883,73	13 205,82
Проекты отвода земель	тыс.тг.	1 481,99	1 519,04	1 557,01	1 595,94	1 635,84	1 676,73	1 607,77	1 647,96	1 689,16	1 731,39
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг.	3 992,60	4 092,41	4 194,72	4 299,59	4 407,08	4 517,26	4 331,47	4 439,75	4 550,75	4 664,52
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг.	192 420,82	197 231,35	202 162,13	207 216,18	212 396,59	217 706,50	208 752,44	213 971,25	219 320,54	224 803,55
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг.	11 477,65	11 764,59	12 058,70	12 360,17	12 669,18	12 985,91	13 310,55	13 643,32	13 984,40	14 334,01
Обслуживание насосов	тыс.тг.	7 375,73	7 560,12	7 749,12	7 942,85	8 141,42	8 344,96	8 553,58	8 767,42	8 986,60	9 211,27
Обслуживание УПГ	тыс.тг.	96 290,32	98 697,58	101 165,02	103 694,15	106 286,50	108 943,66	111 667,26	114 458,94	117 320,41	120 253,42
Эксплуатационное обслуживание электрооборудования и КИПиА	тыс.тг.	523 671,19	536 762,97	550 182,05	563 936,60	578 035,02	592 485,89	568 117,52	582 320,46	596 878,47	611 800,43
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг.	14 030,29	14 381,05	14 740,58	15 109,09	15 486,82	15 873,99	15 221,11	15 601,64	15 991,68	16 391,47
Поверка и регулировка	тыс.тг.	13 543,40	13 881,98	14 229,03	14 584,76	14 949,38	15 323,11	14 692,89	15 060,21	15 436,71	15 822,63
Содержание автодорог	тыс.тг.	59 568,46	61 057,67	62 584,11	64 148,71	65 752,43	67 396,24	64 624,30	66 239,91	67 895,90	69 593,30
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг.	42 697,01	43 764,44	44 858,55	45 980,01	47 129,51	48 307,75	49 515,44	50 753,33	52 022,16	53 322,71
Командировочные расходы	тыс.тг.	4 874,53	4 996,40	5 121,31	5 249,34	5 380,57	5 515,09	5 288,26	5 420,46	5 555,97	5 694,87
Расходы по страхованию	тыс.тг.	102 102,01	104 654,56	107 270,92	109 952,70	112 701,51	115 519,05	110 767,87	113 537,06	116 375,49	119 284,88
Подземный ремонт скважин	тыс.тг.	100 549,29	103 063,02	105 639,60	108 280,59	110 987,60	113 762,29	109 083,36	111 810,44	114 605,70	117 470,85
Ликвидация скважин	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48 399,32	0,00	0,00	0,00
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	10 807,55	11 077,74	11 354,68	11 638,55	11 929,51	12 227,75	11 724,84	12 017,96	12 318,41	12 626,37
Свабирование	тыс.тг.	5 656,57	5 797,99	5 942,94	6 091,51	6 243,80	6 399,89	6 136,67	6 290,09	6 447,34	6 608,52
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	3 722 558,83	3 795 137,58	3 870 901,76	3 949 240,92	4 031 828,74	4 117 645,91	4 015 214,45	4 050 973,41	4 139 978,87	4 227 104,18
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	204 192,41	209 297,22	214 529,65	219 892,89	225 390,21	231 024,97	221 523,13	227 061,21	232 737,74	238 556,19
Налог на имущество	тыс.тг.	224 512,56	194 797,60	169 146,98	146 989,06	127 834,65	111 264,76	96 920,29	84 493,26	73 719,37	64 371,67
Земельный налог	тыс.тг.	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	10 190,28	10 190,28	10 190,28	10 190,28	10 190,28	10 190,28	9 532,84	9 532,84	9 532,84	9 532,84
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	269 414,35	264 642,58	260 660,50	257 366,84	254 728,68	252 660,13	246 104,29	243 621,61	242 799,99	241 187,73
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	469,68	449,58	431,22	415,03	400,14	386,25	370,66	359,10	349,02	331,59
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	35 166,19	35 812,98	36 505,78	37 229,30	37 977,59	38 767,43	39 588,42	38 605,27	38 943,91	39 801,09
Итого производственных затрат	тыс.тг.	4 467 046,44	4 510 869,95	4 562 908,29	4 621 866,47	4 688 892,43	4 762 481,86	4 629 796,22	4 655 188,83	4 738 603,89	4 821 427,42
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	451 397,67	440 010,88	429 860,06	420 797,92	412 701,05	405 465,75	398 948,66	393 197,13	388 082,09	380 303,19
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	357 381,17	348 368,23	340 333,44	380 754,60	373 429,79	366 884,31	360 994,92	355 790,55	373 109,77	365 630,98
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	344 896,24	327 998,21	312 617,79	321 531,18	307 654,33	294 889,52	303 298,77	291 635,31	299 542,35	286 378,72
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 153 675,07	1 116 377,32	1 082 811,30	1 123 083,70	1 093 785,17	1 067 239,59	1 063 242,35	1 040 622,99	1 060 734,21	1 032 312,89

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг.	280 269,82	287 276,56	294 458,48	301 819,94	309 365,44	317 099,57	304 057,58	311 659,02	319 450,49	327 436,75
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	173 318,87	177 651,85	182 093,14	186 645,47	191 311,61	196 094,40	188 029,22	192 729,95	197 548,20	202 486,91
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	25 529,78	26 168,03	26 822,23	27 492,78	28 180,10	28 884,60	27 696,61	28 389,02	29 098,75	29 826,22
Другие административные расходы	тыс.тг.	81 421,16	83 456,69	85 543,11	87 681,69	89 873,73	92 120,57	88 331,74	90 540,04	92 803,54	95 123,63
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	238 047,80	228 832,08	220 550,39	213 076,09	206 309,51	200 188,56	194 636,60	187 761,05	182 583,96	177 190,04
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	201 834,00	191 953,64	182 959,57	174 740,76	167 203,98	160 270,53	153 873,65	147 956,38	142 469,90	136 208,94
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	36 213,80	36 878,44	37 590,82	38 335,33	39 105,53	39 918,03	40 762,95	39 804,66	40 114,07	40 981,11
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 671 992,69	1 632 485,96	1 597 820,16	1 637 979,73	1 609 460,12	1 584 527,72	1 561 936,52	1 540 043,06	1 562 768,66	1 536 939,69
Итого затраты	тыс.тг.	6 139 039,14	6 143 355,91	6 160 728,45	6 259 846,20	6 298 352,55	6 347 009,58	6 191 732,74	6 195 231,89	6 301 372,55	6 358 367,11
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг.	7 617 071,66	7 423 322,13	7 250 511,60	7 096 274,51	6 958 377,85	6 835 035,04	6 723 438,49	6 625 264,27	6 537 996,01	6 404 859,87
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	6 139 039,14	6 143 355,91	6 160 728,45	6 259 846,20	6 298 352,55	6 347 009,58	6 191 732,74	6 195 231,89	6 301 372,55	6 358 367,11
Операционный доход	тыс.тг.	1 478 032,52	1 279 966,22	1 089 783,15	836 428,31	660 025,30	488 025,45	531 705,75	430 032,38	236 623,46	46 492,76
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	1 717 630,50	1 604 487,32	1 502 255,43	1 409 645,86	1 325 564,00	1 249 071,06	1 179 232,38	1 115 609,90	1 057 435,86	997 494,86
Балансовая прибыль	тыс.тг.	-239 597,98	-324 521,10	-412 472,28	-573 217,55	-665 538,70	-761 045,61	-647 526,63	-685 577,52	-820 812,40	-951 002,11
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	2 126 746,04	1 835 249,68	1 584 832,88	1 369 556,17	1 184 365,40	1 024 952,89	887 642,64	769 294,63	667 224,51	579 135,94
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-648 713,51	-555 283,46	-495 049,73	-533 127,86	-524 340,09	-536 927,43	-355 936,89	-339 262,25	-430 601,05	-532 643,19
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	-239 597,98	-324 521,10	-412 472,28	-573 217,55	-665 538,70	-761 045,61	-647 526,63	-685 577,52	-820 812,40	-951 002,11

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 2 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	119 245 892	4 607 542	4 212 156	4 049 185	5 063 490	7 598 493	8 328 305	8 079 748	7 834 820
Итого приток средств	тыс.тг.	119 245 892	4 607 542	4 212 156	4 049 185	5 063 490	7 598 493	8 328 305	8 079 748	7 834 820
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	102 094 576	3 444 366	3 645 659	3 719 795	4 433 800	5 919 492	6 256 246	6 157 331	6 122 849
прямые затраты	тыс.тг.	62 479 870	1 719 885	1 932 971	2 087 694	2 591 900	3 432 943	3 549 350	3 589 868	3 654 675
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	12 960 372	786 431	780 540	733 062	756 564	880 324	885 583	820 310	779 061
расходы периода	тыс.тг.	26 654 333	938 050	932 149	899 039	1 085 337	1 606 225	1 821 313	1 747 153	1 689 113
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	10 174 929	2 038 818	1 275 830	664 080	2 363 826	3 064 952	767 423	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	112 269 505	5 483 184	4 921 490	4 383 875	6 797 626	8 984 444	7 023 669	6 157 331	6 122 849
Поток денежной наличности	тыс.тг.	6 976 387	-875 641,67	-709 333,59	-334 689,46	-1 734 136,12	-1 385 951,51	1 304 636,32	1 922 416,70	1 711 971,14
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 073 014	-875 642	-639 904	-272 377	-1 273 140	-917 921	779 491	1 036 176	832 428
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	101 633	-875 642	-616 812	-253 073	-1 140 223	-792 422	648 635	831 114	643 593
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-640 964	-875 642	-591 111	-232 423	-1 003 551	-668 379	524 304	643 813	477 780
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	6 976 387	-875 642	-1 584 975	-1 919 665	-3 653 801	-5 039 752	-3 735 116	-1 812 699	-100 728
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 073 014	-875 642	-1 515 546	-1 787 923	-3 061 063	-3 978 983	-3 199 493	-2 163 317	-1 330 889
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	101 633	-875 642	-1 492 453	-1 745 527	-2 885 749	-3 678 172	-3 029 537	-2 198 423	-1 554 830
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-640 964	-875 642	-1 466 753	-1 699 176	-2 702 727	-3 371 107	-2 846 803	-2 202 989	-1 725 209

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	7 617 072	7 423 322	7 250 512	7 096 275	6 958 378	6 835 035	6 723 438	6 625 264	6 537 996	6 404 860
Итого приток средств	тыс.тг.	7 617 072	7 423 322	7 250 512	7 096 275	6 958 378	6 835 035	6 723 438	6 625 264	6 537 996	6 404 860
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	6 139 039	6 143 356	6 160 728	6 259 846	6 298 353	6 347 010	6 191 733	6 195 232	6 301 373	6 358 367
прямые затраты	тыс.тг.	3 722 559	3 795 138	3 870 902	3 949 241	4 031 829	4 117 646	4 015 214	4 050 973	4 139 979	4 227 104
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	744 488	715 732	692 007	672 626	657 064	644 836	614 582	604 215	598 625	594 323
расходы периода	тыс.тг.	1 671 993	1 632 486	1 597 820	1 637 980	1 609 460	1 584 528	1 561 937	1 540 043	1 562 769	1 536 940
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	6 139 039	6 143 356	6 160 728	6 259 846	6 298 353	6 347 010	6 191 733	6 195 232	6 301 373	6 358 367

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
Поток денежной наличности	тыс.тг.	1 478 032,52	1 279 966,22	1 089 783,15	836 428,31	660 025,30	488 025,45	531 705,75	430 032,38	236 623,46	46 492,76
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	648 333	506 497	389 030	269 362	191 749	127 902	125 711	91 720	45 529	8 070
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	483 171	363 846	269 378	179 785	123 363	79 318	75 145	52 849	25 287	4 320
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	343 743	248 066	176 006	112 573	74 026	45 613	41 413	27 911	12 798	2 096
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	1 377 304	2 657 271	3 747 054	4 583 482	5 243 507	5 731 533	6 263 239	6 693 271	6 929 894	6 976 387
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-682 556	-176 059	212 971	482 333	674 082	801 984	927 695	1 019 415	1 064 944	1 073 014
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-1 071 658	-707 812	-438 434	-258 650	-135 286	-55 968	19 177	72 025	97 312	101 633
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-1 381 466	-1 133 400	-957 394	-844 821	-770 795	-725 182	-683 769	-655 858	-643 059	-640 964

Таблица 4.2.6 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)						
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	360 000	360 000	-	-	-
ГРП	тыс.тг	50 000	50 000	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	2 334	2 334	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	412 334	412 334	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	412 334	412 334	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО						
Обустройство промысла						
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	160 000	160 000	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	160 000	160 000	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	160 000	160 000	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	572 334	572 334	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	572 334	572 334	-	-	-

Таблица 4.2.7 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>
НДС (с выручки)	тыс.тг	7 422 143,05	341 691,43	417 723,90	408 059,68	412 977,96	410 905,11	411 992,99	407 954,00	404 002,28	400 136,46
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	112 815,28	4 545,05	4 920,72	5 164,36	5 267,65	5 373,00	5 480,46	5 590,07	5 701,87	5 815,91
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	326 132,17	13 139,06	14 225,05	14 929,39	15 227,98	15 532,54	15 843,19	16 160,05	16 483,26	16 812,92
Налог на имущество	тыс.тг	204 552,75	33 195,04	30 617,32	25 089,40	20 624,50	17 004,71	14 059,41	11 654,56	9 684,42	8 065,29
Прочие налоги	тыс.тг	152 882,82	7 038,23	8 604,36	8 405,30	8 506,60	8 463,91	8 486,32	8 403,12	8 321,72	8 242,09
Акциз	тыс.тг	8 324 472,08	307 403,01	381 034,46	383 506,70	399 328,75	408 249,40	420 069,37	426 376,54	432 368,29	438 059,52
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	349 167,76	16 636,10	19 939,15	19 095,93	18 947,14	18 482,39	19 681,97	19 106,87	18 550,78	19 398,62
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	235 853,42	11 887,94	12 837,03	12 384,45	12 251,62	12 123,19	12 092,02	12 051,36	12 048,34	12 075,91
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	42 885,41	0,00	2 530,10	2 471,57	2 501,36	2 488,80	2 495,39	2 470,93	2 446,99	2 423,58
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 308 148,27	54 516,23	107 997,38	106 501,62	112 173,58	110 342,24	109 252,07	103 389,59	96 798,08	89 351,76
Общие поступления Государству	тыс.тг	3 634 766,91	106 669,23	164 981,66	169 489,03	181 851,22	187 155,06	195 467,21	197 249,09	198 401,46	200 109,14
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	4 340 089,72	270 832,08	206 209,62	205 940,85	209 651,99	212 031,06	215 109,55	217 204,08	219 369,62	221 627,57
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-3 082 053,33	-70 859,35	-211 514,28	-202 118,83	-203 325,97	-198 874,05	-196 883,45	-190 749,92	-184 632,66	-178 508,89
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	11 056 909,96	448 360,66	582 705,56	577 548,71	594 829,18	598 060,17	607 460,20	605 203,09	602 403,74	600 245,60

Продолжение таблицы 4.2.7

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
НДС (с выручки)	тыс.тг	396 355,15	392 657,03	389 040,78	385 505,14	382 048,84	378 670,65	375 369,39	372 143,86	368 992,93	365 915,46
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	5 932,22	6 050,87	6 171,89	6 295,32	6 421,23	6 549,66	6 680,65	6 814,26	6 950,55	7 089,56
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	17 149,18	17 492,16	17 842,01	18 198,85	18 562,82	18 934,08	19 312,76	19 699,02	20 093,00	20 494,86
Налог на имущество	тыс.тг	6 730,65	5 627,41	4 713,07	3 953,44	3 320,92	2 793,16	2 351,96	1 982,50	1 672,63	1 412,36
Прочие налоги	тыс.тг	8 164,20	8 088,03	8 013,54	7 940,71	7 869,52	7 799,94	7 731,94	7 665,50	7 600,59	7 537,20
Акциз	тыс.тг	443 464,55	448 597,14	455 677,35	463 125,85	470 234,26	477 018,52	483 493,99	489 675,39	495 576,89	501 212,09
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	18 838,54	18 296,83	17 772,86	18 499,31	17 973,97	17 465,73	18 105,58	17 598,04	17 106,90	17 671,06
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	12 127,99	12 200,02	12 288,58	12 391,10	12 505,68	12 630,90	12 765,70	12 909,33	13 061,24	13 221,02
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	2 400,67	2 378,27	2 356,37	2 334,96	2 314,02	2 293,56	2 273,57	2 254,03	2 234,94	2 216,30
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	81 752,64	73 819,51	65 188,08	55 986,81	46 901,48	37 707,11	28 197,61	18 845,61	9 426,90	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	200 205,50	199 893,22	200 982,96	203 221,21	204 055,06	204 521,99	205 544,37	205 299,81	204 730,71	204 939,00
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	223 979,65	226 427,65	228 973,42	231 618,90	234 366,09	237 217,06	240 173,96	243 239,03	246 414,57	249 702,97
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-172 375,50	-166 229,38	-160 067,36	-153 886,24	-147 682,75	-141 453,59	-135 195,42	-128 904,84	-122 578,37	-116 212,49
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	596 560,65	592 550,24	590 023,74	588 726,35	586 103,90	583 192,65	580 913,76	577 443,68	573 723,64	570 854,46

Таблица 4.2.8 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант

Производственный доход	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>
Продажа продукции по направлениям											
Мазут	тыс. тонн	10,145	0,55	0,66	0,64	0,63	0,61	0,60	0,59	0,57	0,55
Бензин	тыс. тонн	59,070	3,22	3,86	3,70	3,67	3,58	3,52	3,42	3,32	3,22
Диз.топливо	тыс. тонн	73,797	4,03	4,83	4,62	4,59	4,47	4,40	4,27	4,14	4,02
Сжиженный газ	тыс. тонн	13,180	0,72	0,86	0,83	0,82	0,80	0,79	0,76	0,74	0,72
Авиатопливо	тыс. тонн	9,850	0,54	0,64	0,62	0,61	0,60	0,59	0,57	0,55	0,54
Тех.топливо	тыс. тонн	17,719	0,97	1,16	1,11	1,10	1,07	1,06	1,02	0,99	0,97
Цена реализации продукции											
Мазут	тг/тонн		93 608,56	95 480,73	97 390,34	99 338,15	101 324,91	103 351,41	105 418,44	107 526,81	109 677,35
Бензин	тг/тонн		248 112,42	253 074,67	258 136,17	263 298,89	268 564,87	273 936,17	279 414,89	285 003,19	290 703,25
Диз.топливо	тг/тонн		265 050,52	270 351,53	275 758,56	281 273,74	286 899,21	292 637,19	298 489,94	304 459,74	310 548,93
Сжиженный газ	тг/тонн		57 569,50	58 720,89	59 895,31	61 093,21	62 315,08	63 561,38	64 832,61	66 129,26	67 451,84
Авиатопливо	тг/тонн		433 035,71	441 696,43	450 530,36	459 540,96	468 731,78	478 106,42	487 668,55	497 421,92	507 370,36
Тех.топливо			13 711,92	13 986,15	14 265,88	14 551,19	14 842,22	15 139,06	15 441,84	15 750,68	16 065,69
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
Мазут	тг тыс	1 125 312,862	51 805,76	63 333,47	61 868,22	62 613,91	62 299,64	62 464,58	61 852,20	61 253,06	60 666,94
Бензин	тг тыс	15 696 994,841	722 638,81	883 438,91	863 000,16	873 401,78	869 017,93	871 318,68	862 776,66	854 419,23	846 243,44
Диз.топливо	тг тыс	24 449 938,946	1 125 596,01	1 376 061,32	1 344 225,54	1 360 427,29	1 353 598,93	1 357 182,61	1 343 877,41	1 330 859,72	1 318 124,95
Сжиженный газ	тг тыс	899 099,813	41 391,64	50 602,03	49 431,33	50 027,12	49 776,02	49 907,80	49 418,53	48 939,82	48 471,53
Авиатопливо	тг тыс	5 054 450,054	232 690,51	284 468,33	277 887,03	281 236,36	279 824,75	280 565,60	277 815,06	275 123,96	272 491,34
Тех.топливо	тг тыс	287 910,418	13 254,46	16 203,82	15 828,94	16 019,72	15 939,31	15 981,51	15 824,84	15 671,55	15 521,59
Итоговый производственный доход	тг тыс	47 513 706,933	2 187 377,19	2 674 107,87	2 612 241,21	2 643 726,17	2 630 456,58	2 637 420,77	2 611 564,69	2 586 267,34	2 561 519,79

Продолжение таблицы 4.2.8

Производственный доход	Ед. изм.	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<i>I</i>	<i>2</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
Продажа продукции по направлениям											
Мазут	тыс. тонн	0,54	0,52	0,51	0,49	0,48	0,46	0,45	0,44	0,43	0,41
Бензин	тыс. тонн	3,13	3,04	2,95	2,87	2,79	2,71	2,63	2,56	2,49	2,42
Диз.топливо	тыс. тонн	3,91	3,80	3,69	3,58	3,48	3,38	3,29	3,19	3,10	3,02
Сжиженный газ	тыс. тонн	0,70	0,68	0,66	0,64	0,62	0,60	0,59	0,57	0,55	0,54
Авиатопливо	тыс. тонн	0,52	0,51	0,49	0,48	0,46	0,45	0,44	0,43	0,41	0,40
Тех.топливо	тыс. тонн	0,94	0,91	0,89	0,86	0,84	0,81	0,79	0,77	0,75	0,72
Цена реализации продукции											
Мазут	тг/тонн	111 870,89	114 108,31	116 390,48	118 718,29	121 092,65	123 514,51	125 984,80	128 504,49	131 074,58	133 696,07
Бензин	тг/тонн	296 517,32	302 447,66	308 496,61	314 666,55	320 959,88	327 379,08	333 926,66	340 605,19	347 417,29	354 365,64
Диз.топливо	тг/тонн	316 759,91	323 095,11	329 557,01	336 148,15	342 871,11	349 728,54	356 723,11	363 857,57	371 134,72	378 557,41
Сжиженный газ	тг/тонн	68 800,88	70 176,90	71 580,44	73 012,05	74 472,29	75 961,73	77 480,97	79 030,59	80 611,20	82 223,42
Авиатопливо	тг/тонн	517 517,76	527 868,12	538 425,48	549 193,99	560 177,87	571 381,43	582 809,06	594 465,24	606 354,54	618 481,63
Тех.топливо		16 387,01	16 714,75	17 049,04	17 390,02	17 737,82	18 092,58	18 454,43	18 823,52	19 199,99	19 583,99
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
Мазут	тг тыс	60 093,63	59 532,94	58 984,66	58 448,60	57 924,57	57 412,39	56 911,86	56 422,82	55 945,09	55 478,50
Бензин	тг тыс	838 246,41	830 425,30	822 777,35	815 299,86	807 990,17	800 845,70	793 863,89	787 042,27	780 378,40	773 869,90
Диз.топливо	тг тыс	1 305 668,61	1 293 486,30	1 281 573,71	1 269 926,63	1 258 540,92	1 247 412,55	1 236 537,56	1 225 912,07	1 215 532,30	1 205 394,54
Сжиженный газ	тг тыс	48 013,47	47 565,49	47 127,43	46 699,13	46 280,44	45 871,21	45 471,31	45 080,58	44 698,88	44 326,08
Авиатопливо	тг тыс	269 916,29	267 397,88	264 935,24	262 527,47	260 173,75	257 873,22	255 625,07	253 428,50	251 282,73	249 186,98
Тех.топливо	тг тыс	15 374,91	15 231,46	15 091,18	14 954,03	14 819,96	14 688,91	14 560,86	14 435,74	14 313,51	14 194,13
Итоговый производственный доход	тг тыс	2 537 313,32	2 513 639,37	2 490 489,56	2 467 855,72	2 445 729,81	2 424 103,98	2 402 970,54	2 382 321,97	2 362 150,91	2 342 450,13

Таблица 4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<i>I</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	2 771 996	77 586	110 129	113 951	117 909	122 007	126 250	130 645	135 195	139 908
Стомость затрат по скважинам	тыс.тг	9 492 290	415 589	423 901	432 379	441 027	449 847	458 844	468 021	477 381	486 929
Охрана объектов	тыс.тг	557 847	24 424	24 912	25 410	25 918	26 437	26 966	27 505	28 055	28 616
ТБ	тыс.тг	2 616	115	117	119	122	124	126	129	132	134
Аренда автомашины	тыс.тг	4 487	196	200	204	208	213	217	221	226	230
Другие производственные затраты	тыс.тг	7 514	329	336	342	349	356	363	370	378	385
Транспортные расходы	тыс.тг	302 433	13 241	13 506	13 776	14 052	14 333	14 619	14 912	15 210	15 514
ГИС	тыс.тг	241 912	10 591	10 803	11 019	11 240	11 464	11 694	11 928	12 166	12 409
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	768 014	33 625	34 298	34 983	35 683	36 397	37 125	37 867	38 625	39 397
Перевозка тех.воды	тыс.тг	27 377	766	1 088	1 125	1 164	1 205	1 247	1 290	1 335	1 382
услуги ЦППН	тыс.тг	389 465	10 901	15 473	16 010	16 566	17 142	17 738	18 356	18 995	19 657
УСЛУГИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРЬЯ	тыс.тг	8 763 710	403 453	493 228	481 817	487 625	485 177	486 462	481 692	477 026	472 462
Перевозка нефти с месторождения до ЦППН	тыс.тг	203 139	5 686	8 071	8 351	8 641	8 941	9 252	9 574	9 907	10 253
Услуги экологического контроля, экологические услуги	тыс.тг	190 719	8 350	8 517	8 687	8 861	9 038	9 219	9 403	9 592	9 783
Материалы	тыс.тг	16 791	773	945	923	934	930	932	923	914	905
Питание сотрудников	тыс.тг	559 058	24 477	24 966	25 465	25 975	26 494	27 024	27 565	28 116	28 678
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	30 590	1 339	1 366	1 393	1 421	1 450	1 479	1 508	1 538	1 569
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	637 663	27 918	28 476	29 046	29 627	30 219	30 824	31 440	32 069	32 710
Затраты на обучение	тыс.тг	237 886	1 099	14 611	11 895	11 940	12 161	12 303	12 487	12 614	12 747
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	25 205 507	1 060 458	1 214 942	1 216 899	1 239 261	1 253 934	1 272 683	1 285 836	1 299 474	1 313 670
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	112 815	4 545	4 921	5 164	5 268	5 373	5 480	5 590	5 702	5 816
Налог на имущество	тыс.тг	204 553	33 195	30 617	25 089	20 625	17 005	14 059	11 655	9 684	8 065
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	152 883	7 038	8 604	8 405	8 507	8 464	8 486	8 403	8 322	8 242
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	235 853	11 888	12 837	12 384	12 252	12 123	12 092	12 051	12 048	12 076
Расходы на НИОКР	тыс.тг	246 528	9 741	14 611	11 895	11 940	12 161	12 303	12 487	12 614	12 747

Продолжение таблицы 4.2.9

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Итого производственных затрат	тыс.тг	26 201 024,04	1 126 864,59	1 289 062,85	1 282 308,89	1 300 352,35	1 311 548,24	1 327 599,93	1 338 493,01	1 350 292,00	1 363 040,01
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	867 255,35	39 925,63	48 809,80	47 680,56	48 255,25	48 013,04	48 140,16	47 668,21	47 206,47	46 754,76
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	349 167,76	16 636,10	19 939,15	19 095,93	18 947,14	18 482,39	19 681,97	19 106,87	18 550,78	19 398,62
Акциз	тыс.тг	8 324 472,08	307 403,01	381 034,46	383 506,70	399 328,75	408 249,40	420 069,37	426 376,54	432 368,29	438 059,52
Итого расходы по реализации	тыс.тг	9 540 895,19	363 964,74	449 783,40	450 283,19	466 531,14	474 744,83	487 891,49	493 151,63	498 125,53	504 212,90
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	3 041 119,49	132 006,00	135 469,33	138 598,56	141 370,53	144 197,94	147 081,90	150 023,54	153 024,01	156 084,49
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	1 843 387,94	80 706,78	82 320,92	83 967,33	85 646,68	87 359,61	89 106,81	90 888,94	92 706,72	94 560,86
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	326 132,17	13 139,06	14 225,05	14 929,39	15 227,98	15 532,54	15 843,19	16 160,05	16 483,26	16 812,92
Другие административные расходы	тыс.тг	871 599,38	38 160,16	38 923,36	39 701,83	40 495,87	41 305,78	42 131,90	42 974,54	43 834,03	44 710,71
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	300 682,94	2 899,28	19 900,25	15 787,75	15 714,57	15 857,17	15 953,55	16 051,47	16 097,28	16 149,78
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	53 146,22	2 899,28	3 474,92	3 327,97	3 302,04	3 221,04	3 166,24	3 073,73	2 984,27	2 897,76
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	247 536,72	0,00	16 425,33	12 459,79	12 412,54	12 636,13	12 787,31	12 977,74	13 113,01	13 252,02
Итого не производственные затраты	тыс.тг	12 882 697,62	498 870,02	605 152,98	604 669,50	623 616,24	634 799,94	650 926,94	659 226,63	667 246,81	676 447,16
Итого затраты	тыс.тг	39 083 721,67	1 625 734,61	1 894 215,83	1 886 978,39	1 923 968,59	1 946 348,19	1 978 526,88	1 997 719,63	2 017 538,81	2 039 487,17
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	47 513 706,93	2 187 377,19	2 674 107,87	2 612 241,21	2 643 726,17	2 630 456,58	2 637 420,77	2 611 564,69	2 586 267,34	2 561 519,79
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	39 083 721,67	1 625 734,61	1 894 215,83	1 886 978,39	1 923 968,59	1 946 348,19	1 978 526,88	1 997 719,63	2 017 538,81	2 039 487,17
Операционный доход	тыс.тг	8 429 985,27	561 642,59	779 892,05	725 262,82	719 757,58	684 108,39	658 893,89	613 845,06	568 728,52	522 032,62
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	1 890 551,22	289 061,46	239 905,15	192 754,75	158 889,69	132 397,20	112 633,55	96 897,13	84 738,12	75 273,83
Балансовая прибыль	тыс.тг	6 539 434,05	272 581,13	539 986,90	532 508,08	560 867,89	551 711,19	546 260,35	516 947,93	483 990,41	446 758,79
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 666 932,15	507 991,49	408 038,60	329 017,18	266 302,89	216 336,16	176 369,77	144 277,33	118 408,00	97 476,00
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	6 539 434,05	272 581,13	539 986,90	532 508,08	560 867,89	551 711,19	546 260,35	516 947,93	483 990,41	446 758,79
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	6 540 741,37	272 581,13	539 986,90	532 508,08	560 867,89	551 711,19	546 260,35	516 947,93	483 990,41	446 758,79
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 308 148,27	54 516,23	107 997,38	106 501,62	112 173,58	110 342,24	109 252,07	103 389,59	96 798,08	89 351,76
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	5 231 285,77	218 064,90	431 989,52	426 006,46	448 694,31	441 368,95	437 008,28	413 558,34	387 192,33	357 407,03

Продолжение таблицы 4.2.9

Составляющие	Ед. изм.	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<i>I</i>	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	144 789	149 843	155 078	160 500	166 115	171 931	177 955	184 195	190 658	197 353
Стомость затрат по скважинам	тыс.тг	496 668	506 601	516 733	527 068	537 609	548 361	559 328	570 515	581 925	593 564
Охрана объектов	тыс.тг	29 188	29 772	30 368	30 975	31 594	32 226	32 871	33 528	34 199	34 883
ТБ	тыс.тг	137	140	142	145	148	151	154	157	160	164
Аренда автомашины	тыс.тг	235	239	244	249	254	259	264	270	275	281
Другие производственные затраты	тыс.тг	393	401	409	417	426	434	443	452	461	470
Транспортные расходы	тыс.тг	15 824	16 141	16 464	16 793	17 129	17 471	17 821	18 177	18 541	18 912
ГИС	тыс.тг	12 658	12 911	13 169	13 432	13 701	13 975	14 255	14 540	14 830	15 127
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	40 185	40 989	41 808	42 645	43 498	44 367	45 255	46 160	47 083	48 025
Перевозка тех.воды	тыс.тг	1 430	1 480	1 532	1 585	1 641	1 698	1 758	1 819	1 883	1 949
услуги ЦППН	тыс.тг	20 343	21 053	21 788	22 550	23 339	24 156	25 003	25 879	26 787	27 728
УСЛУГИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРЬЯ	тыс.тг	467 997	463 631	459 361	455 186	451 105	447 116	443 218	439 410	435 689	432 055
Перевозка нефти с месторождения до ЦППН	тыс.тг	10 610	10 981	11 364	11 762	12 173	12 600	13 041	13 498	13 972	14 463
Услуги экологического контроля, экологические услуги	тыс.тг	9 979	10 179	10 382	10 590	10 802	11 018	11 238	11 463	11 692	11 926
Материалы	тыс.тг	897	888	880	872	864	857	849	842	835	828
Питание сотрудников	тыс.тг	29 252	29 837	30 434	31 042	31 663	32 296	32 942	33 601	34 273	34 959
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	1 601	1 633	1 665	1 699	1 733	1 767	1 803	1 839	1 875	1 913
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	33 365	34 032	34 713	35 407	36 115	36 837	37 574	38 325	39 092	39 874
Затраты на обучение	тыс.тг	12 885	13 029	13 178	13 334	13 495	13 662	13 835	14 015	14 201	14 394
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	1 328 434	1 343 778	1 359 712	1 376 250	1 393 403	1 411 184	1 429 606	1 448 685	1 468 433	1 488 865
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	5 932	6 051	6 172	6 295	6 421	6 550	6 681	6 814	6 951	7 090

Продолжение таблицы 4.2.9

Составляющие	Ед. изм.	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
Налог на имущество	тыс.тг	6 731	5 627	4 713	3 953	3 321	2 793	2 352	1 983	1 673	1 412
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	8 164	8 088	8 014	7 941	7 870	7 800	7 732	7 665	7 601	7 537
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	12 128	12 200	12 289	12 391	12 506	12 631	12 766	12 909	13 061	13 221
Расходы на НИОКР	тыс.тг	12 885	13 029	13 178	13 334	13 495	13 662	13 835	14 015	14 201	14 394
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 376 675,29	1 391 151,45	1 406 434,23	1 422 499,01	1 439 328,85	1 456 912,99	1 475 245,69	1 494 325,35	1 514 153,75	1 534 735,54
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	46 312,92	45 880,81	45 458,26	45 045,13	44 641,27	44 246,54	43 860,80	43 483,90	43 115,73	42 756,13
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	18 838,54	18 296,83	17 772,86	18 499,31	17 973,97	17 465,73	18 105,58	17 598,04	17 106,90	17 671,06
Акциз	тыс.тг	443 464,55	448 597,14	455 677,35	463 125,85	470 234,26	477 018,52	483 493,99	489 675,39	495 576,89	501 212,09
Итого расходы по реализации	тыс.тг	508 616,01	512 774,78	518 908,47	526 670,29	532 849,50	538 730,79	545 460,37	550 757,34	555 799,52	561 639,29
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	159 206,18	162 390,30	165 638,11	168 950,87	172 329,88	175 776,48	179 292,01	182 877,85	186 535,41	190 266,12
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	96 452,07	98 381,11	100 348,74	102 355,71	104 402,83	106 490,88	108 620,70	110 793,11	113 008,98	115 269,16
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	17 149,18	17 492,16	17 842,01	18 198,85	18 562,82	18 934,08	19 312,76	19 699,02	20 093,00	20 494,86
Другие административные расходы	тыс.тг	45 604,92	46 517,02	47 447,36	48 396,31	49 364,24	50 351,52	51 358,55	52 385,72	53 433,44	54 502,11
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	16 210,79	16 280,34	16 358,44	16 445,13	16 540,44	16 644,41	16 757,08	16 878,51	17 008,77	17 147,93
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	2 814,09	2 733,17	2 654,90	2 579,19	2 505,95	2 435,09	2 366,53	2 300,19	2 235,99	2 173,87
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	13 396,69	13 547,16	13 703,54	13 865,94	14 034,49	14 209,32	14 390,55	14 578,32	14 772,78	14 974,07
Итого не производственные затраты	тыс.тг	684 032,97	691 445,41	700 905,02	712 066,29	721 719,82	731 151,68	741 509,46	750 513,70	759 343,70	769 053,34
Итого затраты	тыс.тг	2 060 708,26	2 082 596,86	2 107 339,25	2 134 565,31	2 161 048,68	2 188 064,67	2 216 755,15	2 244 839,06	2 273 497,46	2 303 788,88
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	2 537 313,32	2 513 639,37	2 490 489,56	2 467 855,72	2 445 729,81	2 424 103,98	2 402 970,54	2 382 321,97	2 362 150,91	2 342 450,13
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	2 060 708,26	2 082 596,86	2 107 339,25	2 134 565,31	2 161 048,68	2 188 064,67	2 216 755,15	2 244 839,06	2 273 497,46	2 303 788,88
Операционный доход	тыс.тг	476 605,05	431 042,50	383 150,31	333 290,42	284 681,13	236 039,31	186 215,39	137 482,92	88 653,45	38 661,25
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	67 841,85	61 944,98	57 209,93	53 356,39	50 173,75	47 503,74	45 227,32	43 254,88	41 518,94	39 968,57
Балансовая прибыль	тыс.тг	408 763,21	369 097,53	325 940,38	279 934,03	234 507,38	188 535,57	140 988,07	94 228,04	47 134,51	-1 307,32
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	80 476,50	66 621,45	55 290,56	45 993,71	38 342,21	32 026,54	26 799,31	22 461,98	18 854,60	15 847,85
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	408 763,21	369 097,53	325 940,38	279 934,03	234 507,38	188 535,57	140 988,07	94 228,04	47 134,51	-1 307,32
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	408 763,21	369 097,53	325 940,38	279 934,03	234 507,38	188 535,57	140 988,07	94 228,04	47 134,51	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	81 752,64	73 819,51	65 188,08	55 986,81	46 901,48	37 707,11	28 197,61	18 845,61	9 426,90	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	327 010,57	295 278,02	260 752,30	223 947,22	187 605,90	150 828,45	112 790,46	75 382,43	37 707,61	-1 307,32

Таблица 4.2.10 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 2 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	47 513 706,93	2 187 377,19	2674107,87	2612241,21	2643726,17	2630456,58	2637420,77	2611564,69	2586267,34	2561519,79
Итого приток средств	тыс.тг	47 513 706,93	2187377,19	2674107,87	2612241,21	2643726,17	2630456,58	2637420,77	2611564,69	2586267,34	2561519,79
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	39 083 721,67	1 625 734,61	1894215,83	1886978,39	1923968,59	1946348,19	1978526,88	1997719,63	2017538,81	2039487,17
прямые затраты	тыс.тг	25 205 506,70	1060457,66	1214942,31	1216898,53	1239260,78	1253933,83	1272683,25	1285836,11	1299474,44	1313670,30
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	995 517,34	66406,94	74120,54	65410,36	61091,56	57614,42	54916,69	52656,90	50817,56	49369,71
расходы периода	тыс.тг	12 882 697,62	498870,02	605152,98	604669,50	623616,24	634799,94	650926,94	659226,63	667246,81	676447,16
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	572 334,40	572334,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 308 148,27	54516,23	107997,38	106501,62	112173,58	110342,24	109252,07	103389,59	96798,08	89351,76
Итого отток средств	тыс.тг	40 964 204,34	2252585,23	2002213,21	1993480,00	2036142,16	2056690,42	2087778,95	2101109,22	2114336,90	2128838,93
Поток денежной наличности	тыс.тг	6 549 502,59	-65 208,04	671 894,67	618 761,21	607 584,00	573 766,15	549 641,83	510 455,47	471 930,44	432680,86
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	3 691 162,75	-65208,04	610813,33	511372,90	456486,85	391890,00	341284,33	288138,81	242174,94	201848,81
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 957 258,33	-65208,04	584256,23	467872,37	399496,34	328052,66	273269,13	220683,99	177416,13	141444,14
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 444 366,50	-65208,04	559912,22	429695,28	351611,11	276700,50	220888,72	170950,50	131707,12	100627,74
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	6 549 502,59	-65208,04	606686,63	1225447,84	1833031,84	2406797,99	2956439,82	3466895,29	3938825,73	4371506,59
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	3 691 162,75	-65208,04	545605,30	1056978,20	1513465,05	1905355,05	2246639,38	2534778,19	2776953,13	2978801,94
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 957 258,33	-65208,04	519048,20	986920,56	1386416,91	1714469,57	1987738,70	2208422,68	2385838,82	2527282,96
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 444 366,50	-65208,04	494704,19	924399,47	1276010,58	1552711,08	1773599,80	1944550,31	2076257,43	2176885,17

Продолжение таблицы 4.2.10

Составляющие	Ед. изм.	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	2537313,32	2513639,37	2490489,56	2467855,72	2445729,81	2424103,98	2402970,54	2382321,97	2362150,91	2342450,13
Итого приток средств	тыс.тг	2537313,32	2513639,37	2490489,56	2467855,72	2445729,81	2424103,98	2402970,54	2382321,97	2362150,91	2342450,13
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	2060708,26	2082596,86	2107339,25	2134565,31	2161048,68	2188064,67	2216755,15	2244839,06	2273497,46	2303788,88
прямые затраты	тыс.тг	1328434,41	1343777,93	1359712,40	1376249,83	1393402,64	1411183,71	1429606,41	1448684,57	1468432,51	1488865,08
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	48240,88	47373,52	46721,83	46249,19	45926,21	45729,27	45639,28	45640,79	45721,24	45870,45
расходы периода	тыс.тг	684032,97	691445,41	700905,02	712066,29	721719,82	731151,68	741509,46	750513,70	759343,70	769053,34
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	81752,64	73819,51	65188,08	55986,81	46901,48	37707,11	28197,61	18845,61	9426,90	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	2142460,90	2156416,37	2172527,33	2190552,11	2207950,15	2225771,78	2244952,77	2263684,66	2282924,36	2303788,88
Поток денежной наличности	тыс.тг	394852,41	357223,00	317962,24	277 303,61	237 779,66	198 332,20	158017,78	118637,31	79226,55	38661,25
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	167455,97	137724,93	111443,82	88357,48	68876,30	52227,07	37828,20	25818,94	15674,55	6953,57
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	112241,70	88300,06	68343,83	51830,03	38645,84	28030,02	19419,51	12678,15	7362,20	3124,03
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	76525,04	57693,51	42793,90	31101,45	22223,81	15447,41	10256,22	6416,84	3571,00	1452,16
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	4766359,00	5123582,00	5441544,24	5718847,85	5956627,51	6154959,70	6312977,48	6431614,79	6510841,34	6549502,59
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	3146257,91	3283982,84	3395426,66	3483784,14	3552660,43	3604887,50	3642715,70	3668534,64	3684209,19	3691162,75
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2639524,66	2727824,72	2796168,55	2847998,57	2886644,42	2914674,44	2934093,95	2946772,10	2954134,30	2957258,33
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2253410,21	2311103,72	2353897,62	2384999,06	2407222,87	2422670,29	2432926,51	2439343,35	2442914,35	2444366,50

4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

С целью подтверждения достоверности прогнозных технологических показателей, приведенных в проектной части настоящей работы, рассчитанных в 3 вариантах для достижения утвержденных значений КИН по всем эксплуатационным объектам и контрактным территориям недропользователей, в данном разделе приведен расчет технологических значений КИН согласно «коэффициентной методике» ТатНИПИ. Согласно данной методике, расчет технологических значений КИН представляет собой произведение трех коэффициентов (K_1 , K_2 , K_3), где K_1 соответственно коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$), K_2 – коэффициент охвата ($K_{\text{охв}}$), K_3 – коэффициент заводнения (K_3). Результаты выполненного расчета представлены ниже в таблице 4.3.1.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин (K_1 или $K_{\text{выт}}$) использовались следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''$$

В этих формулах K_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтяной мощностью меньше некоторой минимальной $h_{\text{н.мин}}/h_{\text{чнз}}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$(h_{\text{н.мин}}/h_{\text{чнз}})^2 = 1/[1 + (A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_{\text{в}}/\mu_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н}}/\gamma_{\text{в}}]^2;$$

где: $A_2/(1-A_2)$ – предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;

A_2 – предельная весовая обводненность добываемой продукции, при которой наступает экономический предел рентабельности процесса добычи нефти. Данный параметр зависит от значительного ряда как технологических, так и экономических факторов, таких как дебиты скважин, глубина залегания продуктивных пластов, предельная себестоимость и цена реализации добываемой нефти. В связи с этим, предельная обводненность добываемой продукции в расчетах для месторождения взята по литературным данным, аналогично предельной обводненности, применяемой при определении вовлеченных в разработку извлекаемых запасов в методиках Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С., Максимова М.М. и Назарова-Сипачева, равной 98%;

$\mu_{\text{в}}/\mu_{\text{н}}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\gamma_{\text{н}}/\gamma_{\text{в}}$ – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

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

Расчет технологических показателей осуществлялся на период до достижения 98% обводненности продукции скважины.

K_I'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. Данный параметр применяется при рядной системе размещения скважин и, в связи с разработкой месторождения с ППД путем внутриконтурного заводнения без применения рядной системы, данный параметр принят равным 1;

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

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов – размер отдельных зон, которыми моделируется хаотическая зональная неоднородность пластов. Можно считать, что в пределах одного пропластка изменение коллекторских свойств незначительно, и для определения линейных размеров зон неоднородности можно использовать осредненные значения длин однородных пропластков по продольному и поперечному сечению разреза. В связи с этим, для определения размеров зон неоднородности для каждого подсчетного объекта использованы осредненные длины проекции коллекторов данного продуктивного горизонта;

SI – площадь на одну скважину, км²/скв.

Коэффициент заводнения (K_z) зависит от зональной и послойной неоднородности пластов по проницаемости, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин, а также предельной обводненности добываемой продукции.

$$K_z = K_{zn} + (K_{zk} - K_{zn}) A;$$

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

где K_{zn} – доля отбора подвижных запасов нефти за безводный период разработки, условно безводным можно считать период эксплуатации скважины с обводненностью менее 5%;

K_{zk} – потенциально возможная конечная доля отбора подвижных запасов нефти. Данные коэффициенты учитывают неравномерность вытеснения нефти водой в добывающие скважины;

μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

$$K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2 v^2}$$

$$K_{3K} = 1/(0,95 + 0,25 \cdot v^2);$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \left(1 + \mu_* \right) \frac{B_H \gamma_B}{\gamma_H}$$

где: μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях ($\mu^* = (\mu_H / \mu_B) \cdot K_{21,5}$);

v^2 – расчетная послойная неоднородность пластов, данный параметр является комплексным, объединяющим различные виды неоднородности, действующие взаимно, независимо и одновременно.

V_1^2 – действительная послойная неоднородность.

Для расчета послойной неоднородности определяется проницаемость и квадрат проницаемости для каждого слоя в каждой скважине. Проводится осреднение полученных проницаемостей и их квадратичных значений для каждой скважины по горизонту в целом:

$$\overline{V_{1(2)}^2} = \frac{\sum V_{1(2)}^2}{n}$$

Затем осуществляется переход к неограниченно большой совокупности:

$$V_1^2 = 2 \cdot \frac{\overline{V_{1(2)}^2}}{1 - \overline{V_{1(2)}^2}}$$

Аналогичным образом определяется зональная неоднородность ($V_{2\text{зон}}$), только вместо слоев используются скважины.

V_2^2 – геометрическая неоднородность (неравномерность) вытеснения нефти водой в однородном слое, обусловленная точечностью и геометрией точек расположения источников и стоков, а также различием подвижностей вытесняющей воды и нефти:

$$V_2^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} \cdot \frac{2 \cdot \mu_*}{1 + \mu_*}$$

V_3^2 – расчетная зональная неоднородность, характеризующая неравномерность стягивания фронтов вытесняющей воды с разных сторон от различных нагнетательных скважин к стягивающей добывающей скважине:

$$V_3^2 = \frac{\overline{V_{3\text{зон}}^2} + 1}{\frac{\overline{V_{3\text{зон}}^2}}{n_*} + 1}$$

Таким образом, расчетная послойная неоднородность определяется по следующей формуле:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_{\text{зои}}^2 + 1}{\frac{V_{\text{зои}}^2}{n_*} + 1} \right) - 1$$

$$\mu_* = \frac{\mu_H}{\mu_B} \cdot K_\phi$$

где: K_ϕ – фильтрационный коэффициент.

$$K_\phi = K_2^{1,5}$$

Значения коэффициентов охвата, заводнения и конечного нефтеизвлечения, рассчитанных для разных вариантов, по каждому объекту, с учетом геологического строения и неоднородности приведены в таблице 4.3.1.

Высокая неоднородность и расчлененность пластов играет очень важное значение при сопоставлении расчетных КИН (КИН рассчитанные по коэффициентной методике) с показателями разработки по вариантам (КИН к концу рентабельного периода разработки) в связи с тем, что в коэффициентной методике невозможно достоверно оценить степень влияния неоднородности пластов на конечную нефтеотдачу, т.к. для этого нужно выполнять динамический расчет на основании фактических показателей эксплуатации скважин и их интерференции.

Как и в настоящее время, разработка залежей II-объекта месторождений будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством

Исходя из этого, по результатам расчета КИН по коэффициентной методике, можно заключить, что наиболее оптимальным является 2 вариант.

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

Объекты	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.			
		K1	K2	K3	КИН
I	1	0,708	0,643	0,408	0,186
	2	0,708	0,643	0,408	0,186
II русло	1	0,850	0,665	0,688	0,389
	2	0,850	0,665	0,688	0,389
II нерусло	1	0,903	0,665	0,344	0,206
	2	0,912	0,665	0,344	0,209
III	1	0,684	0,680	0,952	0,443
	2	0,752	0,680	0,952	0,487
IV	1	0,969	0,680	0,487	0,321
	2	0,974	0,680	0,487	0,323

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

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

Результаты расчетов по территории ТОО «СП «Казгермунай»:

Рентабельный период составил:

- 1 вариант - 2026- 2026гг;
- 2 вариант – 2026 - 2043гг;
- 3 вариант – 2026-2026гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

- 1 вариант – 231,8 млн. тенге;
- 2 вариант – 10 157,2 млн. тенге;
- 3 вариант – 2 038,8 млн. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

- 1 вариант – 3 524,7 млн. тенге;
- 2 вариант – 102 226,6 млн. тенге;
- 3 вариант – 3 442,3 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

- 1 вариант – 1 120,9 млн. тенге;
- 2 вариант – 11 281,6 млн. тенге;
- 3 вариант – 1 193,4 млн. тенге.

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

- 1 вариант – (-17,8) млн. тенге;
- 2 вариант – 1 021,9 млн. тенге;
- 3 вариант – (-873,5) млн. тенге.

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

Таблица 5.1.1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»

Наименование показателей	Ед. изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Рентабельный период	период	2026 - 2026	2026 - 2043	2026 - 2026
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	156,5	328,2	164,5
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	27,5	57,8	34,0
Проектный уровень закачки воды	тыс.м³/год	41,9	258,8	120,4
Темп отбора при проектном уровне	%	1,7	3,5	2,1
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч.:	шт.	50	64	64
добывающих	шт.	50	64	64
Нагнетательных	шт.	6	11	11
Ввод новых скважин из бурения	шт.	0	13	13
Нефтедобывающих	шт.	0	13	13
Накоп. показатели за рент. срок разработки				
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	27,5	753,8	34,0
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	649,0	1 375,3	655,5
добыча природного газа	млн. м³	6,700	6,700	6,700
добыча конденсата	тыс. т	0,1	0,1	0,1
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	156,5	4 515,8	164,5
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	2399,9	6 759,2	2 408,0
закачка воды за рентабельный период	тыс. м³	41,9	4 173,0	120,4
закачка воды с начала разработки	тыс. м³	1247,4	5 378,5	1 326,0
Коэффициент извлечения нефти	%	9,6	20,4	9,7
Коэффициент извлечения газа	%	35,3	39,5	35,3
Коэффициент извлечения конденсата	%	18,2	18,6	18,2
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	82,4	89,90%	79,34%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг.	3 738,6	119 245,9	4 607,5
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг.	231,8	10 157,2	2 038,8
в строительство скважин	млн. тг.	18,6	6 672,1	1 363,7
в нефтепромысловое строительство	млн. тг.	213,2	3 485,1	675,2
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг.	3 524,7	102 226,6	3 442,3
производственные расходы	млн. тг.	1 684,4	62 479,7	1 722,7
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг.	791,0	12 958,6	787,7
непроизводственные расходы	млн. тг.	1 049,2	26 788,3	931,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации (вкл в с/с)	млн. тг.	6 893,7	130 553,6	5 450,7
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации (для налогообложения)	млн. тг.	8 304,9	143 992,4	8 493,5
Чистые недисконтированные поступления				
- Поток денежной наличности	млн. тг.	-17,8	6 862,1	-873,5
- Поступления Государству	млн. тг.	1 120,9	23 833,9	1 193,4
Чистые дисконтированные поступления				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	-17,8	1 021,9	-873,5
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	-17,8	60,8	-873,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	-17,8	-673,5	-873,5
- бюджета Государства				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	1 120,9	11 281,6	1 193,4
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	1 120,9	9 154,9	1 193,4
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	1 120,9	7 423,8	1 193,4

Продолжение таблицы 5.1.1

Наименование показателей	Ед. изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
<i>I</i>	2	3	4	5
Индекс доходности (PI)				
при 0% дисконта	ед.	0,923	1,676	0,572
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	0,923	1,129	0,572
при ставке дисконта в 15%	ед.	0,923	1,008	0,572
при ставке дисконта в 20%	ед.	0,923	0,900	0,572

Результаты расчетов по территории ТОО «Недра Ком»:

Рентабельный период составил:

- 1 вариант - 2026- 2039гг;
- 2 вариант – 2026 - 2044гг;
- 3 вариант – 2026 - 2044гг;

Объем необходимых инвестиций при расчете за рентабельный период составляет:

- 1 вариант – 2,3 млн. тенге;
- 2 вариант – 572,3 млн. тенге;
- 3 вариант – 572,3 млн. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

- 1 вариант – 24 671,8 млн. тенге;
- 2 вариант – 39 083,7 млн. тенге;
- 3 вариант – 39 083,7 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

- 1 вариант – 3 367,2 млн. тенге.
- 2 вариант – 5 046,3 млн. тенге;
- 3 вариант – 5 046,3 млн. тенге.

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

- 1 вариант – 2 286,3 млн. тенге.
- 2 вариант – 3 691,2 млн. тенге;
- 3 вариант – 3 691,2 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по второму варианту.

Таким образом, рентабельным является второй вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1.2 - Технико-экономические показатели вариантов разработки по контрактной территории ТОО «Недра Ком»

Наименование показателей	Ед. изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2026 - 2039	2026 - 2044	2026 - 2044
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	30,9	41,9	41,9
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	10,7	13,7	13,7
Проектный уровень закачки воды	млн.м³/год	0,0	0,0	0,0
Темп отбора при проектном уровне	%	4,6	5,9	5,9
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч. :	сквж	5	6	6
добывающих	сквж	5	6	6
нагнетательных	сквж	0	0	0
Ввод новых скважин из бурения	сквж	0	1	1
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки				
добыча нефти	тыс. т	131,5	209,3	209,3
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	153,3	231,0	231,0
добыча жидкости	тыс. т	386,5	691,3	691,3
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	422,5	727,2	727,2
закачка воды	тыс. м³	0	0	0
закачка воды с начала разработки	тыс. м³	0	0	0
Коэффициент извлечения нефти	%	19,9	30,0	30,0
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	73,9	79,6	79,6
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	28 575,4	47 513,7	47 513,7
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	2,3	572,3	572,3
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	24 671,8	39 083,7	39 083,7
производственные расходы	млн. тг	16 228,3	25 205,5	25 205,5
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	670,6	995,5	995,5
непроизводственные расходы	млн. тг	7 772,9	12 882,7	12 882,7
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации (для налогообложения)	млн. тг	26 711,3	41 750,7	41 750,7
Чистые недисконтированные поступления				
- Поток денежной наличности	млн. тг	3 420,6	6 549,5	6 549,5
- Поступления Государству	млн. тг	6 156,3	11 056,9	11 056,9
Чистые дисконтированные поступления				
при ставке дисконта в 10%	млн. тг	2 286,3	3 691,2	3 691,2
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	1 957,4	2 957,3	2 957,3
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	1 715,1	2 444,4	2 444,4
- бюджета Государства				
при ставке дисконта в 10%	млн. тг	3 367,2	5 046,3	5 046,3
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	2 820,7	4 074,3	4 074,3
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	2 350,3	3 295,4	3 295,4

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

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

Технологические условия эксплуатации скважин

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.

На месторождении Аксай эксплуатация скважин ведется механизированным и фонтанным способом. При механизированной добыче применяются электроцентробежные насосы (ЭЦН).

Характеристика работы скважин

На дату составления проекта (на 01.01.2026г) весь пробуренный фонд скважин составляет 69 ед., из них на балансе недропользователя ТОО «СП «Казгермунай» числятся 64 ед., на контрактной территории второго недропользователя ТОО «Недра Ком» – 5 ед. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 22 ед. – из них 21 скважина находится в работе, 1 скважина находится в бездействии. Кроме того, 2 ед. находятся в фонде оценочных скважин, 4 ед. в фонде нагнетательных скважин, 6 ед. в консервации, 16 ед. в фонде контрольных скважин, 6 ед. в фонде водозаборных скважин, 13 ед. ликвидированы по геологическим и техническим причинам.

В таблице 6.1.1 приводятся показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции.

Согласно таблице 6.1.1 в период 2025г по 2044г планируется ввод 14 новых скважин из бурения. Средний дебит жидкости варьируется в диапазоне 3,9-127,0 т/сут при увеличении обводненности с 75,8% до 88,6%.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению Аксай

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																				
		2025	2026	2027	2028	2027	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Механизированный	Ввод скважин	4	1	1	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Экспл. фонд добывающих скважин;	20	21	22	25	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	28	28	28	28	28	20	21
	Средний дебит по жидкости, т/сут:	26,1	24,6	24,5	24,6	25,5	25,7	26,2	26,7	27,3	27,9	28,5	29,1	29,8	30,6	31,4	32,2	33,2	34,2	3,9	26,1	24,6
	Средняя обводненность, %	75,8	73,2	76,2	76,3	74,3	74,9	76,6	78,1	79,6	80,9	82,1	83,3	84,3	85,3	86,2	87,1	87,9	88,6	2,4	75,8	73,2

6.1.1. Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

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

6.1.2. Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование скважин на месторождении Аксай должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

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

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1-6.1.2 приведены графики работы Объектов разработки и подъёмников диаметрами, соответственно, 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

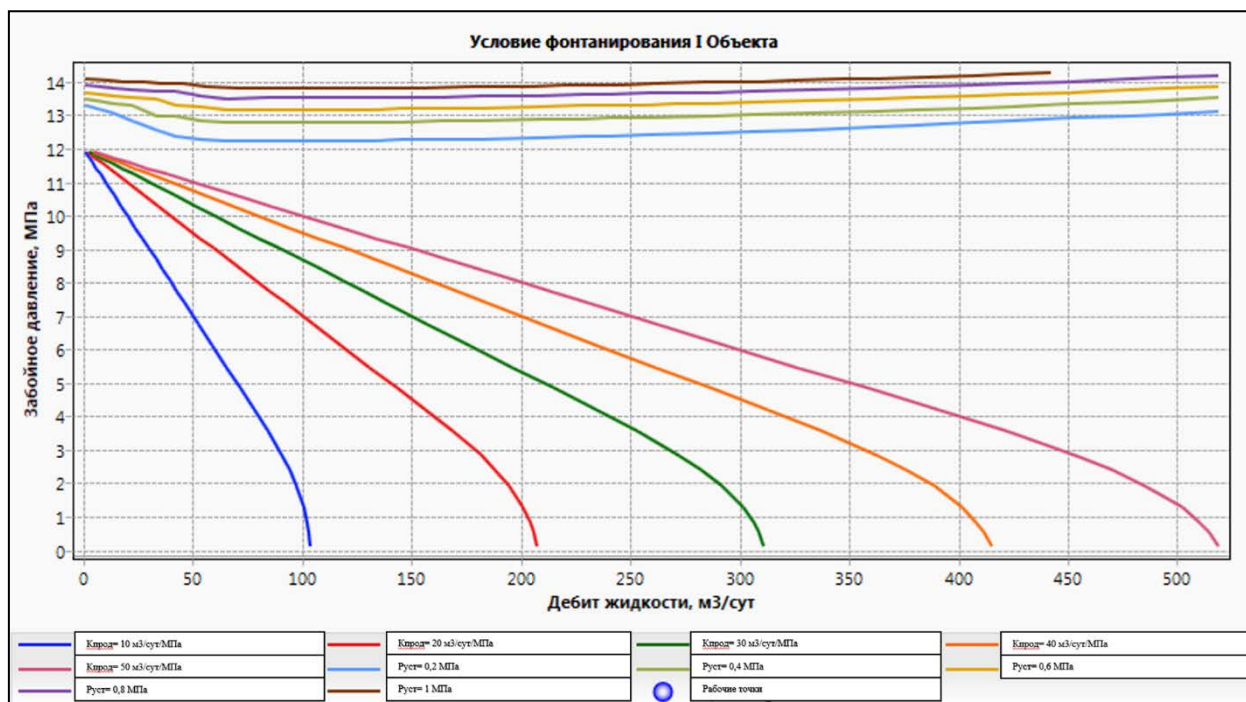


Рисунок 6.1.1 – Согласование работы I Объекта и подъемника с внутренним диаметром 62 мм

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), согласование работы I объекта и подъемника с внутренним диаметром 62 мм (режимы фонтанирования) при коэффициенте продуктивности от 10 м³/сут/МПа до 50 м³/сут/МПа и при устьевом давлении (Руст) от 0,2 МПа до 1 МПа осуществляться не может. Согласно данному условию фонтанирование скважин не ожидается. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I объекта механизированными способами добычи.

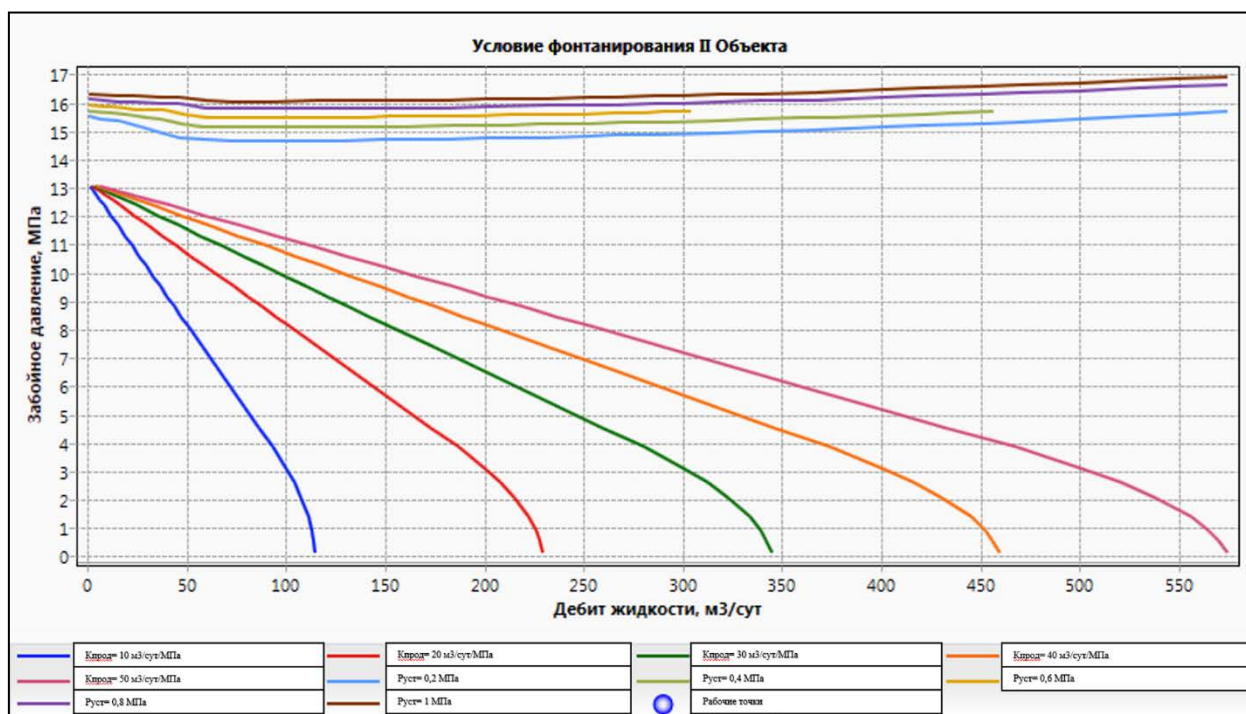


Рисунок 6.1.2 – Согласование работы II Объекта и подъемника с внутренним диаметром 62 мм

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), согласование работы II объекта и подъемника с внутренним диаметром 62 мм (режимы фонтанирования) при коэффициенте продуктивности от 10 м³/сут/МПа до 50 м³/сут/МПа и при устьевом давлении (Руст) от 0,2 МПа до 1 МПа осуществляться не может. Согласно данному условию фонтанирование скважин не ожидается. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины II объекта механизированными способами добычи.

Результаты, приведенные выше, были получены с помощью динамической модели ствола, построенной на основе собранной информации до настоящего времени. При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа PVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации ПР в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

6.1.3. Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Обоснование выбора устьевого оборудования

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

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

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

Исходя из вышеуказанных условий, а также учитывая физико-химические свойства продукции на устье нефтяных скважин, должна устанавливаться фонтанная арматура рассчитанная на давление 21 МПа, условное проходное сечение ствола и боковых отводов фонтанной елки – 65 мм. Боковые отводы арматуры оборудуются запорными устройствами и регулируемые штуцерами. Для подъема жидкости следует применить трубы условным диаметром 73 мм гладкие группы прочности «Д» (ГОСТ 633-80).

Установленная фонтанная арматура позволяет проводить исследования скважин через лубрикатор. Применение таких типов фонтанных арматур соответствует условию

эксплуатации скважин, пластовым давлениям и создаваемым давлениям на устьях скважин. Подъём жидкости на поверхность ведется по колонне НКТ диаметром 73мм.

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

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

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

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано при снижении пластового давления, с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъемник — 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 подъемника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъемника) 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 подъемника 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 подъемных труб.

Для расчёта фонтанного подъемника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи.

На рисунке 6.1.3 приведены кривые работы подъемников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения Аксай. Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

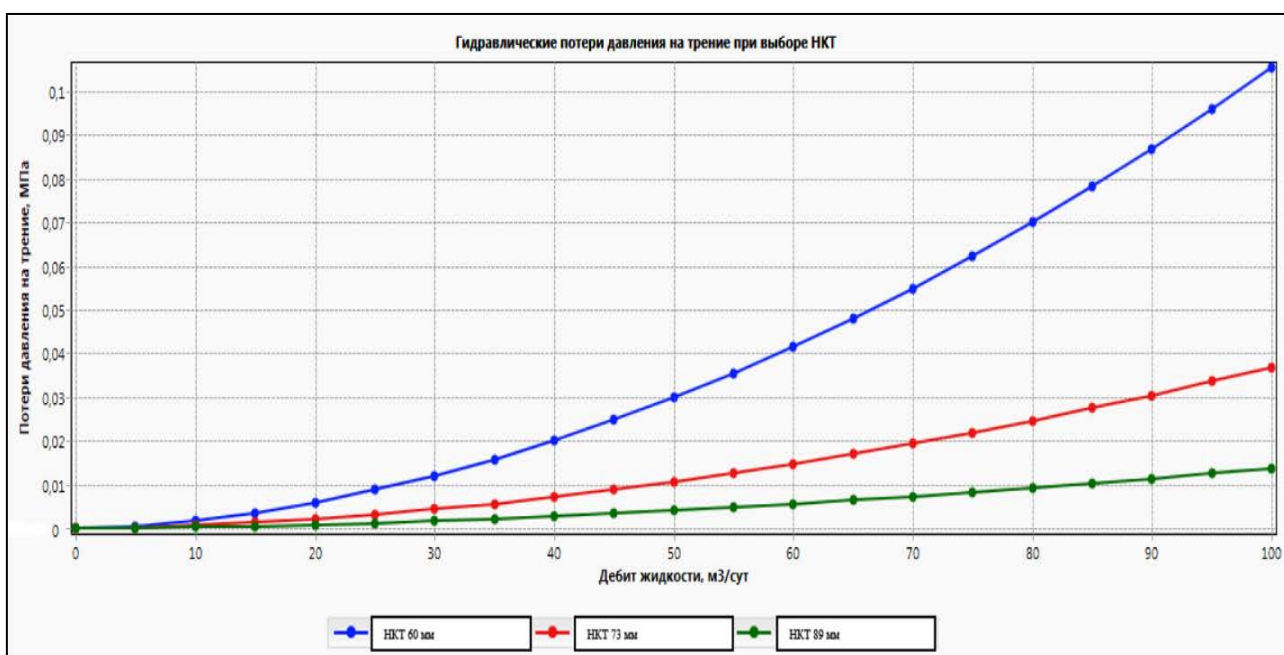


Рисунок 6.1.3 - Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологических условий эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Аксай наиболее удовлетворяет компоновка подъемника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объемы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости

обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант – это применение НКТ диаметром 73 мм.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большего диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его.

Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении Аксай накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 114мм, 140мм, 146мм, 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем на рабочее давление 21 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съемные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается

хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

6.1.4. Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

При разработке месторождения после прекращения фонтанирования, рекомендуется перевод скважин на механизированный способ эксплуатации посредством ЭЦН.

Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами (ЭЦН)

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК), к боковым отводам присоединены краны (задвижки). На верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части, на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2. Давление, воспринимаемое устьевым сальником, обусловлено противодавлением на устье скважины, которое с внедрением однотрубной системы сбора и транспортирования нефти и газа равно 4 МПа.

Пластовая жидкость отводится в выкидную линию, которая соединяется с тройником посредством быстроразборной конструкции, состоящей из ниппеля и накидной гайки.

Все показателя в пределах нормы, учитывая непрерывную добычу на скважинах.

Большинство скважин, оборудованных УЭЦН, имеют стабильные показатели по добыче. Применяемые электроцентробежные насосы обеспечивают извлечение флюида из пластов и имеют необходимый потенциал для обеспечения проектных показателей по добыче по данному месторождению.

Однако для более качественного ведения процесса добычи необходимо усилить контроль как за работой самого скважинного оборудования, так и за подбором насосов по типоразмеру для условий оптимального режима откачки заданного дебита скважины с данной глубины.

Для каждого отдельного случая выбора насоса УЭЦН необходимо отрабатывать характеристику работы пласта в данной конкретной скважине, и в соответствии с этим подбирать насос, учитывая его напорные характеристики.

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

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

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

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

АСПО

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

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

Таблица 6.2.1 - Данные по ОГВ скважин за 2021г

№ скв.	Горизонт	Дата	Выполненные работы
Акс 42	М-II-4	06.01.21	ОГВ через затрубное пространство в V=30м ³ с добавлением химреагента
Акс 23	М-II-4	13.02.21	ОГВ через затруб вода V-30м ³ с выходом на АЦН
Акс 10	М-I	09.03.21	ОГВ через затрубное пространство V=30м ³ с добавлением химреагента
Акс 10	М-I	17.03.21	ОГВ через затрубное пространство 30м ³
Акс 47	М-I	02.06.21	ОГВ через затрубное пространство в V=30м ³ , жесткий клин
Акс 10Д	М-I	10.06.21	ПГВ выкидной линии в V=18м ³ с добавлением химреагента
Акс 60	М-II-4	16.07.21	ОГВ через затрубное пространство в V=30м ³ с добавлением химреагента
Акс 10	М-I	28.07.21	ОГВ через затрубное пространство в V=25м ³ с добавлением химреагента
Акс 71	М-II-4	06.08.21	ОГВ через затрубное пространство в V= 30м ³ с добавлением химреагента
Акс 71	М-II-4	13.08.21	ОГВ через затрубное пространство в V=30м ³ с выходом циркуляции на емкость АЦН. 12
Акс 71	М-II-4	14.08.21	ОГВ через затрубное пространство в V=30м ³ с добавлением химреагента
Акс 71	М-II-4	15.08.21	ОГВ через затрубное пространство в V=30м ³ с добавлением химреагента
Акс 14	М-II-4	19.10.21	ОГВ через затрубное пространство в V=15м ³ с добавлением химреагента

Для определения эффективности проводимых обработок в 2021 г. рассчитан межочистной период работы скважин (МОП).

$$МОП = T/N,$$

где

T – расчетный период времени, отработанного скважинами;

N - суммарное количество обработок за расчетный период времени.

В Таблице 6.2.2 представлен межочистной период за 2021г.

Таблица 6.2.2 - Количество проведенных очисток на скважинах за 2021г

Дата	Количество операций							
	скв. 10Д	скв. 10	скв. 47	скв. 60	скв. 71	скв. 14	скв. 54	скв. 23
январь.21								
февр.21								1
мар.21		2						
апр.21								
май.21								
июн.21	1		1					
июль.21		1		1				
авг.21					3			
сентяб.21								
окт.21						1		
ноя.21								
декаб.21								
Всего	1							
Итого								
МОП	182,5	121,7	365	365	121,7	365	365	365
Средний МОП					281,3			

Как видно из таблицы 6.2.2, МОП по скважинам в пределах 121-365 сут. В среднем МОП составил 281 суток.

Рекомендуется продолжать проведение обработок.

Очистка призабойной зоны

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

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

Водопроявления

Одной из важнейших проблем в процессе разработки нефтегазовых месторождений является увеличение притока воды к забоям добывающих скважин. Это приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи, к большим затратам на добычу попутной воды и

подготовку товарной нефти. Вследствие экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации, такие скважины активно пополняют бездействующий фонд.

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

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

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

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

Интенсификация

Наиболее востребованными операциями по повышению нефтеотдачи являются работы по гидроразрыву пласта (ГРП) и перфорации.

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

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

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

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

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

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

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

- 1) оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;
- 2) охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;
- 3) достоверный учет добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;
- 4) соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;
- 5) выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов;
- 6) извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

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

ТОО «СП «Казгермунай»

Существующая система сбора продукции скважин

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

Выкидные линии от скважин подключены к автоматизированным групповым замерным установкам (АГЗУ), где идет учет посуточного дебита скважинной жидкости, после АГЗУ по коллектору жидкость поступает на манифольды Центрального пункта сбора (ЦПС Аксай).

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

ЦПС Аксай представляет собой комплекс технологического оборудования, на котором производится первичная подготовка нефти (без разделения пластовой воды) с последующей транспортировкой по межпромысловому нефтепроводу на месторождение Нуралы. Основной поток попутного и природного газа транспортируется по газопроводу на месторождение Акшабулак, часть газа используется на собственные нужды в технологическом процессе.

Добытая на месторождении Аксай нефть проходит первую ступень дегазации, а затем транспортируется по трубопроводу «Аксай-Нуралы». Трубопровод «Аксай-Нуралы» предназначен для перекачки сырой нефти с содержанием смол, парафина и пластовой воды.

Часть добытой в скважинах месторождения Аксай нефтяной эмульсии по коллекторам Ø89х6, поступает на групповые замерные установки. Из установок АГЗУ-01,02,03 по коллекторам Ø159х7 нефтяная эмульсия поступает на манифольд М-ЦПС-01. Другая часть добытой в скважинах 8, 40, 59, 60, 71, 72, 82 нефтяной эмульсии по коллекторам Ø89х6 поступает напрямую в манифольд М-ЦПС-02, а затем через переключающее устройство подается на замерную установку «Озна-Массомер» ЗУ-ЦПС-01, на которой осуществляется поскважинный замер поступающей продукции.



ЦПС Аксай

Общий поток нефтяной эмульсии из замерной установки «Озна-Массомер» ЗУ-ЦПС-01 и манифольда М-ЦПС-01, направляется в нефтегазовый сепаратор С-ЦПС-01А и С-ЦПС-01В объемом 100 м³, в котором происходит разделение продукции скважин. Проходя через ряд специальных устройств сепаратора, газонефтяная эмульсия разделяется на водонефтяную жидкость и газ.

Перед сепаратором С-ЦПС-01А расположен блок реагентов БР-ЦПС-01А, между мультифазными насосами Н-ЦПС-01А/В и подогревателями П-ЦПС-01А/В также расположен блок реагентов БР-ЦПС-01В. С блока автоматический подачи реагентов БР-ЦПС-01В в осенне-зимний период дозируется диспергатор асфальтосмолистых и парафиновых отложений РДН-4060.

После сепарации на С-ЦПС-01А и С-ЦПС-01В отделившийся попутный газ проходят через вертикальный газовый сепаратор С-ЦПС-05 (V-4м³) и направляется в компрессорный блок (1-ый ступень), К-ЦПС-01А/В.

Отделившаяся водонефтяная жидкость из сепаратора С-ЦПС-01А поступает на площадку мультифазных насосов Н-ЦПС-01А/В. Для очистки водонефтяной жидкости от механических примесей, перед насосами Н-ЦПС-01А/В установлены фильтры Ф-ЦПС-01А/В. После площадки мультифазных насосов Н-ЦПС-01А/В поток водонефтяной жидкости подается на подогреватели П-ЦПС-01А/В (печи ПП-0,63 и ПП-1,6А - одна резервная). В подогревателях водонефтяная жидкость нагревается до температуры 60°С, а затем пройдя узел учета, перекачивается давлением - 3,4 МПа на УПН месторождение Нуралы.

Газовый конденсат с групповых замерных установок АГЗУ-4, АГЗУ-5 поступает через манифольд М-ЦПС-03 на ЦПС Аксай, другая часть газа со скважин №39, 40 поступает на прямую на ЦПС. В газовых скважинах месторождения Аксай установлены БАПРы, для дозирования ингибитора гидратообразования - заменителя метанола, также используются на ЦПС Аксай БАПРы (Диспергатор АСПО).

Далее конденсат газа поступает на газовые сепараторы С-ЦПС-04, С-201 для осушки газа, после чего отсепарированный газ направляется с температурой 10 °С в печи подогрева П-02А, П-02В. Подогретый газ до температуры 30-50 °С поступает на компрессоры К-ЦПС-01 (2-я ступень). Также подогретый газ поступает на СИРГ для измерения расхода газа, после чего направляется на КЗС-ЦПС-02.

На ЦПС также имеется закачка заменителя метанола на газопровод месторождений «Аксай-Акшабулак».

Поток попутно-нефтяного и природного газа транспортируется по газопроводу

«Аксай-Акшабулак» на месторождение Акшабулак, часть газа используется на собственные нужды в технологическом процессе. Таким образом, система сбора и транспортировки нефти и газа месторождения Аксай представляет собой непрерывный процесс сбора и подготовки:

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

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

Согласно действующему технологическому регламенту по эксплуатации объекта ЦПС месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» пропускная способность (мощность) ЦПС Аксай составляет по водонефтяной эмульсии – 0,7 – 0,8 млн. тонн/год, по газу – 175 млн. м³/год. С учетом объемов технологических потерь скважинной продукции, мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин будет достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей.

Технологические потери нефти

В 2026 году был составлен и утвержден документ «Норматив технологических потерь нефти при добыче, внутрипромысловом сборе и подготовке на объектах группы месторождений ТОО «СП «Казгермунай»», а также при транспортировке товарной нефти по магистральному нефтепроводу ЦППН Акшабулак – СПТН Кумколь» и «Разработка норматива технологических потерь природного и (или) попутного газа при добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах группы месторождений ТОО «СП «Казгермунай».

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Аксай по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» составляет 0,1293%, по газу – 0,192%, 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.

По газу:

- потери газа от утечек через неплотности соединений и уплотнений потери из линейных частей газопроводов;
- потери газа из линейных частей газопроводов.

Норматив технологических потерь газового конденсата по месторождению Аксай по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» составляет 0,9363%.

Выводы и рекомендации по системе сбора и подготовки продукции скважин

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

ТОО «Недра Ком»

Существующая система сбора продукции скважин

Продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам Ø89мм поступает на АГЗУ «АМ-40-8-400», расположенной на площадке проектируемой замерной установки. Далее по технологическому трубопроводу Ø150 поступает в нефтегазовый сепаратор.

В нефтегазовом сепараторе под давлением $P=0,4$ МПа и при температуре $T=30$ °С происходит выделение из нефтегазовой смеси попутного нефтяного газа. Из сепаратора нефтяная эмульсия поступает в буферные емкости РГС-50 в количестве 2 единиц под давлением 0,25 МПа. Буферные емкости обеспечивают равномерное поступление нефти к приему перекачивающих насосов Н-1/1,2.

Из буферных емкостей нефть насосами Н-ЗУ1.01А, В с температурой $T=25$ °С и под давлением $P=0,35$ МПа, поступает на печи подогрева УН-0,2 и ПП-0,63, после печей нефть вывозится автоцистернами на ЦППН для дальнейшей подготовки.

Газ, выделившийся в нефтегазовом сепараторе, поступает в газовый сепаратор для очистки от капельной влаги под действием гравитационной силы. Процесс протекает под давлением $P=0,35$ МПа и при температуре $T=25$ °С. Так же этот газ используется на собственные нужды ЗУ в качестве топлива на дежурную горелку факельной установки Ф-ЗУ1.01. На факельном коллекторе Ø150 установлены огнепреградитель и прибор учета расхода сжигаемого газа. Факельная установка высокого давления Ф-ЗУ1.01 предназначена для сжигания попутного нефтяного газа, сбрасываемого при возникновении аварийной

ситуации.

Принципиальная схема подготовки продукции добывающих скважин месторождения Аксай по контрактной территории ТОО «Недра Ком» представлена на рисунке 6.3.2.

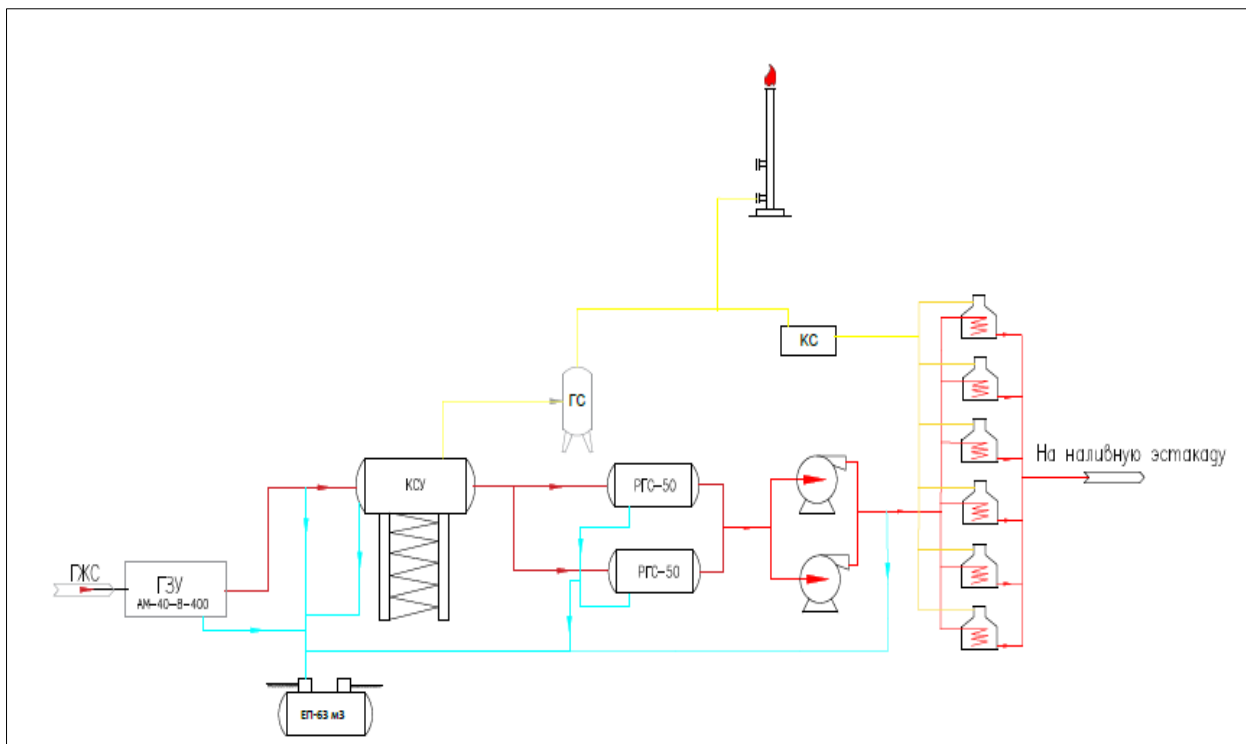


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема подготовки продукции добывающих скважин месторождения Аксай по контрактной территории ТОО «Недра Ком»

Технологические потери нефти

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Аксай по контрактной территории ТОО «Недра Ком» составляет 0,9%.

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

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

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

Требования к Программе по переработке газа ТОО «СП «Казгермунай»

В настоящее время утилизация сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» ведется в соответствии с «Корректировкой №1 программы развития переработки сырого газа месторождений ТОО «СП Казгермунай» на

2025-2027 гг» (далее – Корректировка ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №11/3 от 25.07.2025 г.).

Согласно указанной корректировке ПРПСГ технологически неизбежное сжигание сырого газа месторождения на период с 01.01.2026г -31.12.2026г должно производиться в объеме 0,229 млн м³. Недропользователем получено соответствующее разрешение на сжигание в факелах сырого газа месторождения Аксай № KZ94VPC00027473, дата выдачи – 07.10.2025г.

Весь добытый природный газ поступает на ЦПС Аксай и в смешанном виде с ПНГ транспортируется на Установку подготовки газа (УПГ) – 1/2 месторождения Акшабулак. Далее часть попутно добываемого газа месторождения Аксай утилизируется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях, а основная часть добываемого газа направляется через межпромысловый газопровод «Аксай-Акшабулак» на существующую установку подготовки и транспортировки газа ЦПиТГ месторождения Акшабулак Центральный. Межпромысловый газопровод Ду325 «Аксай-Акшабулак» проложен подземно на глубине 2,0м до верха трубы. В состав линейной части входят две площадки линейных кранов, две площадки сигнализаторов прохождения скребка и площадка камеры приема скребка.

Газ поступает на узел регулирования УПГ-1 и УПГ-2 отдельным подводящим межпромысловым газопроводом от каждого объекта. Поток газа объединяется на установках переработки газа для получения сухого и сжиженного газа. Очищенный сухой газ подается потребителям национального оператора АО КТГ, сжиженный газ продается по установленной цене, а отделившийся нестабильный конденсат направляется на ЦППН для дальнейшей переработки.

Схема сбора сырого газа и распределения продуктов переработки газа на месторождениях лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» представлена на рисунке 6.4.1.

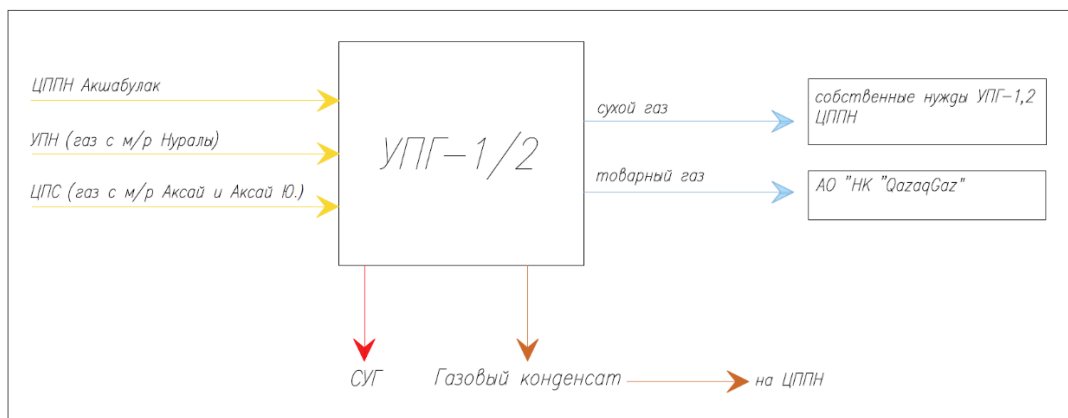


Рисунок 6.4.1 - Схема выработки продукции газа месторождений на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай»

В таблице 6.4.1 представлен баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» в течение периода 2026-2043гг.

Требования к Программе по переработке газа ТОО «Недра Ком»

На лицензионной территории ТОО «Недра Ком» утилизация сырого газа месторождения Аксай ведется в соответствии с «Программой развития переработки сырого газа Юго-Западного поднятия месторождения Аксай на 2026-2027гг» (далее ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №27/11 от 28.11.2025г).

Согласно указанной ПРПСГ технологически неизбежное сжигание сырого газа месторождения на период с 01.01.2026г - 31.12.2027г не предусмотрено. Соответственно, разрешение на сжигание в факелах сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» не требуется.

Весь добытый природный газ п используется на собственные нужды – в системе сбора в качестве топлива на путевых подогревателях УН-02 (4 шт.).

В таблице 6.4.2 представлен баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» в течение периода 2026-2044гг.

Таблица 6.4.1 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 2 варианте разработки (рекомендуемом)

Показатели	Объем газа, млн. м³																	
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Объем добычи газа (V ₁), млн .м³	9,651	7,960	6,411	6,201	7,274	6,979	6,185	5,490	4,899	4,395	3,962	3,590	3,268	2,989	2,343	2,202	2,073	1,912
Объем добычи растворенного газа, млн .м³	2,950	2,480	1,929	2,536	4,277	4,527	4,181	3,850	3,558	3,298	3,066	2,857	2,668	2,498	2,343	2,202	2,073	1,912
Объем добычи сухого газа, млн. м³	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн. м³	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507
ПП-1,6А (1 ед.) (расход газа 130 м³/ч)	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139
ПГПТ-30М (2 ед.) (расход газа 14 м³/ч)	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245
ПП-0,63А (1 ед.) (расход газа 14 м³/ч)	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V ₅), млн . м³	7,897	6,210	4,659	4,454	5,524	5,230	4,434	3,744	3,154	2,651	2,215	1,848	1,526	1,248	0,599	0,462	0,333	0,173
Технологические потери газа* (0,192% от V ₁), млн. м³	0,019	0,015	0,012	0,012	0,014	0,013	0,012	0,011	0,009	0,008	0,008	0,007	0,006	0,006	0,004	0,004	0,004	0,004
Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _v), млн. м³	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇), млн. м³	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
На пилот СФНР-350/400-20-00 У	0,030	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030
Продув.газ СФНР-350/400-20-00 У	0,198	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198

Примечание: * – Технологические потери рассчитаны исходя из установленного на месторождении норматива потерь, равного 0,192 % от объема добычи газа

Таблица 6.4.2 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» при 2 варианте разработки (рекомендуемом)

Показатели	Объем газа, млн. м³																		
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Объем добычи газа (V ₁), млн. м³	0,326	0,391	0,374	0,372	0,362	0,356	0,346	0,336	0,326	0,317	0,308	0,299	0,290	0,282	0,274	0,266	0,259	0,252	0,245
Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн. м³	0,326	0,391	0,374	0,372	0,362	0,356	0,346	0,336	0,326	0,317	0,308	0,299	0,290	0,282	0,274	0,266	0,259	0,252	0,245
Путевой подогреватель УН-02 (4 ед.)	0,326	0,391	0,374	0,372	0,362	0,356	0,346	0,336	0,326	0,317	0,308	0,299	0,290	0,282	0,274	0,266	0,259	0,252	0,245
Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _v), млн. м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Примечание: * – Технологические потери рассчитаны исходя из установленного на месторождении норматива потерь

Выводы и рекомендации

1. Утилизация добытого сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» проводится по следующим направлениям:

- использование на собственные технологические нужды;
- использование для получения сухого товарного газа, (потребитель – АО «НК «QazaqGaz»);
- использование для получения сжиженного нефтяного газа.

2. Утилизация добытого сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» проводится по следующим направлениям:

- использование на собственные технологические нужды.

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

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

На месторождении Аксай в целях поддержания и восстановления пластового давления и баланса пластовой энергии организована система поддержания пластового давления на основном III объекте разработки, на горизонте М-II-4, приуроченный к Центральному поднятию. Система ППД на объекте была внедрена в июле 2016г вводом из бурения нагнетательной скважины №68. Скважина была пробурена в северо-западной части центрального свода. В сентябре этого же года из бурения была введена еще одна нагнетательная скважина №69, в юго-западную часть свода.

Согласно проектных решений настоящего проекта фонд нагнетательных скважин составит: в 2026г – 3 ед., в 2027-2028гг – 5 ед., в 2029г – 6 ед., в 2030-2043гг – 7 ед.

Мощности системы ППД должны обеспечить максимальный объем закачки рабочего агента, составляющий согласно проектных решений 258,7 тыс. м³ в 2032г.

Рабочим агентом системы ППД для закачки в продуктивные горизонты является подтоварная вода с УПН месторождения Нуралы (для проектных скважин №№10Д, 47) и вода с водозаборных скважин (для других нагнетательных скважин).

В водозаборных скважинах месторождения Аксай установлены высоконапорные УЭЦН, через высоконапорный водовод артезианская вода закачивается в нагнетательные скважины.

Требования, предъявляемые к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-2007, для условий месторождения следующие:

- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;

- при снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды;
- при контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора допускается снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефти должно быть не более 30 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,05 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в пластовой воде месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопровода и оборудования по ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения»;
- в воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать;
- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

В 2025г проводились исследования на совместимость вод месторождений Аксай и Нуралы, по результатам которых было определено, что воды обоих месторождений хлоридно-кальциевого типа, схожи по химическому составу и идентичны по плотности. Исследования на совместимость показали, что в исходных пробах вод месторождений Аксай и Нуралы обнаружен осадок в количестве 20 и 4 мг/дм³. Рекомендуется придерживаться, при использовании в качестве рабочего агента подтоварной воды с УПН Нуралы, соотношения доли пластовой воды месторождения Аксай к доле воды месторождения Нуралы соответственно не менее чем 70% к 30%, при котором достигается наименьшая доля осадка.

6.6. Техника и технология добычи природного газа

Основная часть добываемого газа на месторождении поступает в виде попутного газа на скважинах, оборудованных механизированным способом, разрабатывающих нефтяные залежи, а также за счет разработки газоконденсатных залежей I объекта (скважина №55) и перетока газа из газовых шапок (в случае со скважинами III эксплуатационного объекта) за счет перетока сухого газа из нижележащего горизонта М-П-5 по трещинам, образовавшимся по результатам проводимых ГРП, а в случае скважины №56 (III объект) за счет совместной разработки нефтяной и газоконденсатной залежи при вскрытии интервалами перфорации скважины продуктивных коллекторов нефти с газовой шапкой. Добываемый газ, в свою очередь, утилизируется согласно программе переработки попутного газа.

Скважины, по которым отмечается добыча сухого газа оборудованы как механизированным способом эксплуатации при применении насоса ЭЦН (скважина №56 на III объекте), так и фонтанной арматурой (скважина №55 на I объекте). Из них по скважине №56, как уже говорилось, отмечается совместная добыча как сухого газа с конденсатом, так и нефти, обусловленных близким расположением газовой шапки к работающим интервалам перфорации скважин.

Характеристика работы скважин, оборудованных фонтанной арматурой

Добыча природного газа по газовым скважинам, разрабатывающие газоконденсатные залежи, осуществляется лишь методом фонтанной эксплуатации. Эксплуатацию скважин проводят через подъёмные трубы, но при отсутствии твердых примесей или агрессивных компонентов в газе, скважины одновременно используются благодаря затрубному пространству и подъемным обсадным трубам.

Работа газовой скважины полностью контролируется за счет регистрации рабочих параметров, соответствующих замеров и анализа результатов периодических исследований. Из отдельных скважин газ после сепарации от твердых примесей, влаги и замера отправляется в промышленный газосборный коллектор, а затем в газосборный пункт, а оттуда после необходимой подготовки его для последующего транспортирования направляется в магистральный газопровод.

Природный газ на поверхность земли поднимается благодаря естественной энергии - стремления в зону с самым меньшим давлением. Так как газ, который получен из скважины, имеет большое количество примесей, то сначала он отправляется на обработку. Возле некоторых месторождений сооружаются установки комплексной подготовки газа, и тогда газ из скважин сразу же отправляется на газоперерабатывающий завод.

Скважина №55 на дату проекта работает фонтанным способом со средним дебитом по жидкости – 9,0 м³/сут, дебите газа – 16,1 тыс. м³/сут при средней обводненности 93,2%.

Анализ состояния устьевого и внутрискважинного оборудования скважин, оборудованных фонтанной арматурой

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, 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. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Характеристика работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)

Скважина №56 на дату проекта работает механизированным способом эксплуатации с применением ЭЦН при дебите жидкости – 179,2 м³/сут, дебите газа – 1,7 тыс. м³/сут при средней обводненности 93,9%.

Устьевое оборудование скважин с ЭЦН предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электрического кабеля, 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.

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. 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.

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 с наружи 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.

Анализ состояния устьевого и внутрискважинного оборудования скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электрического кабеля, 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.

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. 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.

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 с наружи 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.

Рекомендации по технике и технологии при добыче природного газа

При внедрении газовых (газоконденсатных) скважин для разработки газовых залежей рекомендуется использовать стандартные методы и технологии добычи природного газа.

Добыча природного газа осуществляется лишь методом фонтанной эксплуатации скважин. Эксплуатацию скважин проводят через подъемные трубы, но при отсутствии твердых примесей или агрессивных компонентов в газе, скважины одновременно используются благодаря затрубному пространству и подъёмным обсадным трубам.

Работа газовой скважины полностью контролируется за счет регистрации рабочих параметров, соответствующих замеров и анализа результатов периодических исследований. Из отдельных скважин газ после сепарации от твердых примесей, влаги и замера отправляется в промышленный газосборный коллектор, а затем в газосборный пункт, а оттуда после необходимой подготовки его для последующего транспортирования направляется в магистральный газопровод.

Природный газ на поверхность земли поднимается благодаря естественной энергии – стремления в зону с самым меньшим давлением. Так как газ, который получен из скважины, имеет большое количество примесей, то сначала он отправляется на обработку. Возле некоторых месторождений сооружаются установки комплексной подготовки газа, и тогда газ из скважин сразу же отправляется на газоперерабатывающий завод.

Оборудование для добычи природного газа

Для добычи природного газа необходимо иметь специальное оборудование:

- **Стационарные газоанализаторы.** Используются для осуществления контроля при технологических измерениях состава газа и контроля выбросов в энергетике, металлургии, цементной промышленности, нефтехимии;
- **Газовый тестовый сепаратор.** Используется для определения количества жидкости, которая добывается из нефтяной скважины, для того чтобы подогреватели нефти были обеспечены топливным газом. Газовый тестовый сепаратор необходим для того, чтобы определять количества газа, количество жидкости, подачи топливного газа в специальные подогреватели, а также для обеспечения безаварийной и непрерывной работы подключенного подогревателя;

- **Газовый сетчатый сепаратор.** Используется для полной очистки в промысловых установках попутного нефтяного и природного газа от жидкости (ингибитора гидратообразования, конденсата, воды), для подготовки газа к транспортировке, к хранению в подземных хранилищах и на газоперерабатывающих заводах;
- **Подогреватель газа.** Используется для автоматического поддержания необходимой температуры и для нагрева попутного нефтяного, природного и искусственного газов, которые не содержат агрессивных примесей, перед дросселированием на компрессорных станциях, на газораспределительных станциях, на магистральных газопроводах и для других потребителей теплого газа для увеличения надежности работы технологических инструментов;
- **Газовый фильтр.** Используется для очистки горизонтальных участках газопроводов от смолистых веществ, песка, пыли, металлической окалины, и других твердых частиц, а также механических примесей, которые содержатся в проходящем через них природном газе и воздухе;
- **Аппараты колонные.** Используются для осуществления массо- и теплообмена (абсорбция, ректификация, десорбция) при температурах от -40°C до $+200^{\circ}\text{C}$ при избыточном давлении.

Хранение добытого природного газа

Для того чтобы хранить добытый природный газ нужны специальные газонепроницаемые, герметичные резервуары. А чтобы газ занимал при хранении и перевозке меньше места, то его сжижают, для этого охлаждают до температуры -160°C . Такой сжиженный газ хранится в емкостях из специальной стали и прочных алюминиевых сплавов. Стенки делают двойными, а между стенками устанавливают материал, который плохо проводит тепло, для того чтобы газ не нагревался.

Но наибольшие хранилища природного газа дешевле и удобнее создавать под землей. В таких подземных газохранилищах стенками будут служить непроницаемые пласты горных пород. Для того чтобы такие породы не могли вывалиться и обрушиться, их бетонируют. Есть несколько основных способов хранения под землей сжиженных газов. Хранилище может представлять собой полость - горную выработку, которая расположена очень глубоко. Также хранилищем может быть котлован или яма, закрытая герметичной крышкой из металла.

Подземные газовые хранилища бывают двух видов: в полостях горных пород и в пористых породах. К первому виду относятся такие хранилища, которые созданы в старых туннелях, заброшенных шахтах, в пещерах, в специальных горных выработках,

сооруженных в плотных горных породах (гранитах, известняках, каменной соли, глине). В полостях горных пород хранятся газы, в основном, в сжиженном состоянии. Чаще всего это бутан, пропан и их смеси. Ко второму виду относятся хранилища в истощённых газовых и нефтяных месторождениях, в водоносных пластах. В них обычно природный газ хранится в газообразном состоянии.

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

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

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

По проекту на месторождении Аксай предусматривается бурение **13 вертикальных эксплуатационных скважин (№№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123) по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» и 1 вертикальной скважины (А-12) на контрактной территории ТОО «Недра Ком»** однотипной конструкции. Также проектом предусмотрен резервный фонд скважин в количестве **7 ед. по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» (под нумерациями №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128) и 1 ед. по контрактной территории ТОО «Недра Ком» (под номером А-13),** для бурения которых будет применяться аналогичная конструкция скважин.

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.

Скважины на месторождении Аксай предназначены для разработки 4-х объектов (I, II, III, IV) Центрального, Северного и Юго-Западного поднятий.

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Аксай» эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

- **Направление (бетонное кольцо) Ø 2300 мм** спускается на глубину 3м, с целью защиты устья скважины от размыва буровым раствором.
- **Кондуктор Ø 339,7 мм** спускается на глубину 50 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).
- **Промежуточная колонна Ø 244,5 мм** спускается на глубину 750 м, цементируется до устья с целью перекрытия пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела, а также создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины.
- **Эксплуатационный колонна Ø 168,3 мм** спускается на проектную глубину 1700м с целью изоляции возможных продуктивных горизонтов и их испытания.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 - Проектная конструкция добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента, (м)
	Долота	Колонны		
Направление	Установка бетонного кольца Ø 2300 мм, высотой 3м			
Кондуктор	444,5	339,7	50	До устья
Промежуточная колонна	311,15	244,5	750	До устья
Экс. колонна	215,9	168,3	1700	До устья

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Таблица 7.1.2 - Проектная конструкция добывающей скважины № А-12 и резервной скважины А-13 на контрактной территории ТОО «Недра Ком»

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента, (м)
	Долота	Колонны		
Направление	Установка бетонного кольца Ø 2300 мм, высотой 3м			
Кондуктор	444,5	339,7	50	До устья
Промежуточная колонна	311,15	244,5	750	До устья
Экс. колонна	215,9	168,3	1700	До устья

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Выбор буровой установки. Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Аксай более полно отвечает буровая установка ZJ-30 или

аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Основными критериями выбора буровой установки являются: горно-геологические и технико-технологические условия бурения, а также вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность в эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство 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 (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселированная с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.3.

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 **вертикальных скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, А-12, оценочных скважин №№ 112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, А-13 составила 46,8 сутки.**

Таблица 7.1.3 - Расчет продолжительности бурения проектных добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, А-12, оценочных скважин №№ 112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, А-13 проектной глубиной 1700м

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	3
Бурение и крепление скважины, всего:	25
В том числе, бурение	9
крепление	16
Испытание	13,8
Полная продолжительность цикла строительства скважины	46,8

7.2. Рекомендации к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении Аксай являются поглощение, осыпи и обвалы стенок скважины, которые встречаются при бурении четвертичных и неогеновых отложений. Поглощение бурового раствора более опасным становится при незначительном повышении забойного давления над пластовым. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных полимеркалиевых 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-илоотделители, центрифуги. 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 бурового 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 постоянных запасов бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Основные параметры бурового раствора приведены в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 - Параметры бурового раствора проектных добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, А-12, оценочных скважин №№ 112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, А-13 проектной глубиной 1700м

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин.)	Корка, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	50	1,05-1,08	25-30	-	-
Ингибированный полимеркалиевый	50	750	1,08-1,10	35-40	6-7	0,5
Ингибированный полимеркалиевый	750	1700	1,10-1,12	40-50	4-5	0,5

Цементирование обсадных колонн. Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-Ġ-СС-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобшение 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 разобшения бурового и цементного раствора применяется техническая вода в объеме 7-8 м³, обработанная моющей добавкой, структурообразователем, утяжелителем и пеногасителем.

Эксплуатационная колонна цементируется тампонажным раствором плотностью 1,65-1,85 г/см³. Требования к качеству тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-СС-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-I-Ġ-СС-I (ГОСТ 1581-96). 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, регуляторов сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую 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.

7.3. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на ингибированном полимеркалиевом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 10% 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 кольтматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа Predator 4 ½ или его аналоги. 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 и диаметра.

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 100-150м 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 кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. 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, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Обоснование проекта плана добычи нефти выполнено на основе результатов расчетов технико-экономических показателей по годам и технических решений, изложенных в 4-6 главах настоящего проекта.

В таблицах 8.1-8.11 приведены плановые показатели добычи УВС по рекомендуемому варианту (II варианту) по эксплуатационным объектам, контрактным территориям недропользователей и месторождению в целом по нефтяным и газоконденсатным залежам за рентабельный период разработки (до 2043г по контрактной территории «КГМ» и до 2044г по контрактной территории «НК»).

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту (нефть). II вариант

№№ 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.	Добыча нефти, всего, тыс. т	2,2	3,8	3,4	4,5	6,1	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4
2.	в том числе: из переходящих скважин	0,0	3,4	3,4	2,4	6,1	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4
3.	из новых скважин	2,2	0,3	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	2,2	3,8	3,4	4,5	6,1	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	5,8	1,8	0,0	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	186	183	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	1,7	-	-	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	10,2	10,2	10,2	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
15.	в том числе: эксплуатационные скважины	10,2	10,2	10,2	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
16.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	346,8	693,5	346,8	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т	0,0	4,0	0,6	0,0	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	0,0	3,4	3,4	2,4	6,1	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,7	2,5
20.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	4,0	4,1	3,4	6,5	6,1	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,7	2,5
21.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,9	0,8	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	3,4	3,4	2,4	6,1	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4
23.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0,0	-0,6	-0,6	-1,1	-0,4	-0,6	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
24.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-100,0	-14,1	-15,2	-31,0	-6,8	-9,2	-8,7	-8,2	-7,7	-7,3	-7,0	-6,7	-6,4	-6,2	-6,0	-5,8	-5,6	-5,5
25.	Мощность новых скважин, тыс. т	2,0	0,3	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26.	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
31.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,7	15,4	13,4	17,6	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
42.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	19,6	13,4	13,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
43.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	10,7	7,0	0,0	34,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Средняя обводненность продукции действ. фонда скв., %	46,1	55,0	63,8	71,1	72,4	74,9	77,1	79,0	80,6	82,0	83,3	84,4	85,4	86,3	87,1	87,9	88,5	89,2
45.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	51,3	63,8	75,1	72,4	74,9	77,1	79,0	80,6	82,0	83,3	84,4	85,4	86,3	87,1	87,9	88,5	89,2
46.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	46,1	75,0	0,0	65,1	0,0	0,0	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.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,8	6,9	4,9	5,1	5,6	5,1	4,7	4,3	4,0	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
48.	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	9,5	4,9	3,3	5,6	5,1	4,7	4,3	4,0	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2
49.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
50.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	4,0	8,4	9,5	15,7	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
51.	в том числе: из переходящих скважин	0,0	7,1	9,5	9,5	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
52.	из новых скважин	4,0	1,3	0,0	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53.	механизированным способом	4,0	8,4	9,5	15,7	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
54.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	156,3	164,6	174,1	189,8	211,8	233,7	255,6	277,5	299,4	321,4	343,3	365,2	387,1	409,0	431,0	452,9	474,8	496,7
55.	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	97,2	101,0	104,4	109,0	115,0	120,5	125,5	130,1	134,4	138,3	142,0	145,4	148,6	151,6	154,4	157,1	159,6	162,0
56.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,102	0,106	0,109	0,114	0,120	0,126	0,131	0,136	0,141	0,145	0,149	0,152	0,156	0,159	0,162	0,164	0,167	0,170
57.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	60,0	62,3	64,5	67,3	71,0	74,4	77,5	80,3	83,0	85,4	87,6	89,8	91,7	93,6	95,3	97,0	98,5	100,0
58.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	1,3	2,3	2,1	2,8	3,7	3,4	3,1	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,5
59.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	3,2	5,8	5,6	7,9	11,4	11,7	12,1	12,6	13,3	14,3	15,5	17,1	19,3	22,4	27,2	35,2	51,2	99,2
60.	Закачка воды, тыс. м³	0,0	17,4	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
61.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	0,0	17,4	34,7	52,0	69,4	86,7	104,0	121,4	138,7	156,1	173,4	190,7	208,1	225,4	242,7	260,1	277,4	294,8
62.	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	159,4	148,0	94,0	68,0	69,1	70,2	71,1	72,0	72,7	73,4	74,0	74,6	75,1	75,5	75,9	76,3	76,7
63.	с начала разработки, %	0,0	7,4	14,0	19,6	23,8	27,4	30,5	33,2	35,6	37,7	39,7	41,4	43,0	44,5	45,8	47,1	48,2	49,3
64.	Газовый фактор, м³/т	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1
65.	Добыча растворенного газа, млн. м³	0,341	0,595	0,544	0,718	0,957	0,869	0,793	0,729	0,672	0,623	0,579	0,541	0,506	0,475	0,447	0,421	0,397	0,375
66.	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	14,576	15,171	15,715	16,433	17,389	18,258	19,051	19,780	20,452	21,075	21,654	22,195	22,701	23,176	23,623	24,044	24,441	24,816

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи газа и объемов буровых работ по I объекту (газ). II вариант

№ № п/п	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.	Добыча сухого газа, всего, млн. м³	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
2.	в том числе: из переходящих скважин	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
3.	из новых скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Среднесуточный дебит сухого газа новой скважины, тыс. м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
14.	в том числе: эксплуатационные скважины	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
15.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16.	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
17.	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
19.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
21.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25.	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
32.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	3,5	3,1	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
33.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,8	93,4	94,0	94,5	95,0	95,4	95,8	96,2	96,5	96,8	97,1	97,3	97,6	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0
35.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,8	93,4	94,0	94,5	95,0	95,4	95,8	96,2	96,5	96,8	97,1	97,3	97,6	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0
36.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	93,4	94,0	94,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37.	Средний дебит действующих скважин по сухому газу, тыс. м³/сут	19,3	15,8	12,9	10,6	8,6	7,1	5,8	4,7	3,9	3,2	2,6	2,1	1,7	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
38.	Средний дебит переходящих скважин по сухому газу, тыс. м³/сут	19,3	15,8	12,9	10,6	8,6	7,1	5,8	4,7	3,9	3,2	2,6	2,1	1,7	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
39.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
41.	в том числе: из переходящих скважин	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
42.	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43.	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	21,9	23,0	24,0	24,8	25,6	26,3	26,9	27,5	28,0	28,4	28,8	29,2	29,5	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
45.	Добыча сухого газа с начала разработки, млн. м³	155,32 7	160,80 7	165,28 9	168,954	171,95 2	174,40 3	176,40 8	178,0 48	179,38 8	180,4 85	181,38 2	182,11 6	182,71 5	183,20 6	183,20 6	183,20 6	183,20 6	183,20 6
46.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,278	0,288	0,296	0,303	0,308	0,312	0,316	0,319	0,321	0,323	0,325	0,326	0,327	0,328	0,328	0,328	0,328	0,328
47.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	31,4	32,5	33,4	34,1	34,7	35,2	35,6	36,0	36,2	36,5	36,7	36,8	36,9	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
48.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
49.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	1,9	1,6	1,3	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
50.	Закачка воды, тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52.	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53.	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54.	Конденратно-газовый фактор, г/м ³	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55.	Добыча конденсата, тыс. т	0,1	0,1	0,1	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0
56.	Добыча конденсата с начала разработки, тыс. т	6,3	6,4	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. II вариант

№№ 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.	Добыча нефти, всего, тыс. т	13,6	9,6	6,4	6,9	9,7	9,1	8,2	7,4	6,7	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,9	3,6	3,1
2.	в том числе: из переходящих скважин	13,6	9,6	6,4	5,2	7,4	9,1	8,2	7,4	6,7	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,9	3,6	3,1
3.	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	1,7	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	13,6	9,6	6,4	6,9	9,7	9,1	8,2	7,4	6,7	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,9	3,6	3,1
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	9,5	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	183	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	-	-	-	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	20,4	20,4	20,4	22,1	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8
15.	в том числе: эксплуатационные скважины	20,4	20,4	20,4	22,1	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8
16.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	657,0	0,0	0,0	0,0	328,5	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	15,8	13,6	9,6	6,4	5,2	7,4	9,1	8,2	7,4	6,7	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,9	3,6
20.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	15,8	13,6	9,6	6,4	8,3	9,9	9,1	8,2	7,4	6,7	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,9	3,6
21.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	13,6	9,6	6,4	5,2	7,4	9,1	8,2	7,4	6,7	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,9	3,6	3,1
23.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-2,2	-4,0	-3,2	-1,2	-0,9	-0,8	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,5
24.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-13,8	-29,4	-33,3	-19,5	-10,4	-8,3	-10,3	-9,7	-9,2	-8,7	-8,3	-7,9	-7,5	-7,2	-6,9	-6,6	-6,4	-14,0
25.	Мощность новых скважин, тыс. т	0,0	0,0	0,0	1,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	в том числе: под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
29.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
31.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	6	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
33.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	переводом под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	47,3	51,0	51,0	43,8	44,4	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	44,2
42.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	47,3	51,0	51,0	45,3	46,7	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	44,2
43.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	31,0	31,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Средняя обводненность продукции действ. фонда скв., %	85,4	85,6	90,4	90,5	88,9	89,8	90,9	91,8	92,5	93,2	93,7	94,2	94,7	95,0	95,4	95,7	96,0	96,5
45.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	85,4	85,6	90,4	92,3	90,5	89,8	90,9	91,8	92,5	93,2	93,7	94,2	94,7	95,0	95,4	95,7	96,0	96,5
46.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	69,3	75,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,9	7,3	4,9	4,2	4,9	4,5	4,0	3,6	3,3	3,0	2,7	2,5	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,6
48.	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,9	7,3	4,9	3,5	4,4	4,5	4,0	3,6	3,3	3,0	2,7	2,5	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,6

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
49.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
50.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	93,3	67,0	67,0	72,7	87,3	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	87,8
51.	в том числе: из переходящих скважин	93,3	67,0	67,0	67,0	78,2	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	87,8
52.	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	5,7	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53.	механизированным способом	93,3	67,0	67,0	72,7	87,3	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	87,8
54.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1069,1	1136,1	1203,1	1275,8	1363,1	1452,6	1542,1	1631,7	1721,2	1810,7	1900,3	1989,8	2079,3	2168,9	2258,4	2347,9	2437,5	2525,3
55.	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	260,2	269,9	276,3	283,2	292,8	301,9	310,1	317,5	324,2	330,3	335,9	341,1	345,9	350,3	354,4	358,3	361,9	365,0
56.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,264	0,273	0,280	0,287	0,297	0,306	0,314	0,322	0,328	0,335	0,340	0,346	0,350	0,355	0,359	0,363	0,367	0,370
57.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	71,3	73,9	75,7	77,6	80,2	82,7	85,0	87,0	88,8	90,5	92,0	93,4	94,8	96,0	97,1	98,2	99,2	100,0
58.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	3,7	2,6	1,8	1,9	2,6	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9
59.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	11,5	9,2	6,7	7,8	11,8	12,6	13,0	13,4	14,1	15,0	16,2	17,8	20,0	23,2	28,1	36,5	53,9	100,6
60.	Закачка воды, тыс. м³	0,0	24,6	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
61.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	0,0	24,6	76,7	128,7	180,7	232,7	284,7	336,7	388,7	440,7	492,8	544,8	596,8	648,8	700,8	752,8	804,8	856,8
62.	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	35,3	76,9	70,9	58,5	57,3	57,7	58,1	58,4	58,6	58,8	59,0	59,2	59,4	59,5	59,6	59,7	61,1
63.	с начала разработки, %	0,0	2,0	5,8	9,2	12,2	14,8	17,1	19,2	21,1	22,8	24,4	25,8	27,1	28,4	29,5	30,6	31,6	32,5
64.	Газовый фактор, м³/т	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0
65.	Добыча растворенного газа, млн. м³	2,060	1,454	0,969	1,043	1,457	1,374	1,233	1,113	1,011	0,923	0,847	0,780	0,722	0,670	0,624	0,583	0,546	0,469
66.	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	95,140	96,594	97,563	98,606	100,063	101,437	102,671	103,784	104,795	105,718	106,565	107,346	108,068	108,738	109,362	109,945	110,491	110,960

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту (нефть). II вариант

№№ 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.	Добыча нефти, всего, тыс. т	2,6	1,7	1,5	3,7	10,5	13,1	12,3	11,4	10,6	9,8	9,1	8,5	7,9	7,3	6,8	6,4	6,0	5,6
2.	в том числе: из переходящих скважин	2,6	1,7	1,5	2,0	7,2	13,1	12,3	11,4	10,6	9,8	9,1	8,5	7,9	7,3	6,8	6,4	6,0	5,6
3.	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	1,7	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	2,6	1,7	1,5	3,7	10,5	13,1	12,3	11,4	10,6	9,8	9,1	8,5	7,9	7,3	6,8	6,4	6,0	5,6
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	9,5	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	183	176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	-	-	-	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	37,4	37,4	37,4	39,1	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2
15.	в том числе: эксплуатационные скважины	37,4	37,4	37,4	39,1	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2
16.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	346,8	0,0	0,0	0,0	346,8	1040,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	4,4	2,6	1,7	1,5	2,0	7,2	13,1	12,3	11,4	10,6	9,8	9,1	8,5	7,9	7,3	6,8	6,4	6,0
20.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	4,4	2,6	1,7	1,5	5,3	13,6	13,1	12,3	11,4	10,6	9,8	9,1	8,5	7,9	7,3	6,8	6,4	6,0
21.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,6	0,7	0,9	1,3	1,4	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	2,6	1,7	1,5	2,0	7,2	13,1	12,3	11,4	10,6	9,8	9,1	8,5	7,9	7,3	6,8	6,4	6,0	5,6
23.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-1,8	-0,9	-0,2	0,5	1,9	-0,5	-0,8	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4
24.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-40,9	-33,1	-11,5	30,5	35,5	-3,8	-6,1	-7,4	-7,3	-7,2	-7,1	-7,0	-6,9	-6,8	-6,7	-6,6	-6,5	-6,4
25.	Мощность новых скважин, тыс. т	0,0	0,0	0,0	1,6	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26.	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
27.	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	3	3	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6
29.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	3	3	3	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6
31.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3	3	3	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6
33.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
39.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
40.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	20,4	20,8	21,2	21,4	20,5	20,9	21,9	22,9	24,1	25,3	26,6	28,1	29,6	31,3	33,1	35,0	37,1	39,4
42.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	20,4	20,8	21,2	20,2	20,0	20,9	21,9	22,9	24,1	25,3	26,6	28,1	29,6	31,3	33,1	35,0	37,1	39,4
43.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	31,0	22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,6	94,0	94,8	89,0	78,5	77,5	79,8	82,2	84,3	86,1	87,7	89,2	90,5	91,6	92,6	93,5	94,2	94,9
45.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,6	94,0	94,8	92,9	80,5	77,5	79,8	82,2	84,3	86,1	87,7	89,2	90,5	91,6	92,6	93,5	94,2	94,9
46.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	69,3	71,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,5	1,3	1,1	2,4	4,4	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,5	1,3	1,1	1,4	3,9	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,1	2,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	150,9	150,8	150,6	150,1	152,0	154,0	158,9	156,3	151,7	151,2	158,3	145,9	152,6	159,9	147,0	143,6	151,4	123,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс. т	35,0	28,9	29,5	34,0	48,6	58,3	61,0	64,0	67,2	70,6	74,3	78,3	82,6	87,2	92,2	97,7	103,5	109,9
51	в том числе: из переходящих скважин	35,0	28,9	29,5	28,3	36,9	58,3	61,0	64,0	67,2	70,6	74,3	78,3	82,6	87,2	92,2	97,7	103,5	109,9
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	5,7	11,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	35,0	28,9	29,5	34,0	48,6	58,3	61,0	64,0	67,2	70,6	74,3	78,3	82,6	87,2	92,2	97,7	103,5	109,9
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1014,7	1043,6	1073,0	1107,0	1155,6	1213,9	1274,9	1338,9	1406,0	1476,6	1550,9	1629,1	1711,7	1798,9	1891,1	1988,8	2092,3	2202,2
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	222,0	223,7	225,3	229,0	239,5	252,6	264,9	276,3	286,9	296,7	305,8	314,2	322,1	329,4	336,3	342,7	348,6	354,2
56	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,070	0,071	0,071	0,073	0,076	0,080	0,084	0,087	0,091	0,094	0,097	0,099	0,102	0,104	0,106	0,109	0,110	0,112
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	35,2	35,5	35,7	36,3	38,0	40,0	42,0	43,8	45,5	47,0	48,5	49,8	51,0	52,2	53,3	54,3	55,3	56,1
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	0,4	0,3	0,2	0,6	1,7	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	0,6	0,4	0,4	0,9	2,6	3,3	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0
60	Закачка воды, тыс. м³	120,4	120,3	120,0	119,9	133,2	134,9	139,2	136,9	127,6	132,4	137,9	127,8	133,7	140,1	128,8	125,8	132,7	107,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	1326,0	1446,3	1566,3	1686,2	1819,4	1954,3	2093,5	2230,5	2358,0	2490,5	2628,3	2756,2	2889,9	3030,0	3158,7	3284,6	3417,2	3525,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	345,0	422,0	415,0	345,0	250,0	210,0	210,0	200,0	180,0	180,0	180,0	160,0	160,0	160,0	140,0	130,0	130,0	100,0
63	с начала разработки, %	118,9	126,5	133,6	139,7	144,4	147,6	150,5	152,9	154,1	155,3	156,4	156,6	156,7	156,9	156,1	154,9	153,8	151,3
64	Газовый фактор, м³/т	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4
65	Добыча растворенного газа, млн. м³	0,393	0,263	0,233	0,567	1,584	1,984	1,862	1,725	1,599	1,484	1,378	1,281	1,192	1,111	1,036	0,967	0,904	0,846
66	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	218,186	218,449	218,682	219,248	220,832	222,816	224,678	226,403	228,002	229,485	230,863	232,144	233,336	234,447	235,483	236,450	237,354	238,201

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи газа и объемов буровых работ по III объекту (газ). II вариант

№№ 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.	Добыча сухого газа, всего, млн. м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.	в том числе: из переходящих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3.	из новых скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Среднесуточный дебит сухого газа новой скважины, тыс. м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
14.	в том числе: эксплуатационные скважины	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
15.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16.	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
17.	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
19.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
21.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
23.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25.	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37.	Средний дебит действующих скважин по сухому газу, тыс. м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38.	Средний дебит переходящих скважин по сухому газу, тыс. м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41.	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42.	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43.	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
45.	Добыча сухого газа с начала разработки, млн. м³	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939	75,939
46.	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779
47.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6
48.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50.	Закачка воды, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.5

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
51.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52.	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53.	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54.	Конденратно-газовый фактор, г/м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55.	Добыча конденсата, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56.	Добыча конденсата с начала разработки, тыс. т	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0

Таблица 8.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту (по контрактной территории «КГМ»). II вариант

№№ 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.	Добыча нефти, всего, тыс. т	15,6	16,8	18,3	20,9	27,9	30,1	29,2	28,4	27,6	26,8	26,1	25,5	24,8	24,2	23,6	23,1	22,6	22,1
2.	в том числе: из переходящих скважин	11,0	15,2	17,9	17,7	24,7	30,1	29,2	28,4	27,6	26,8	26,1	25,5	24,8	24,2	23,6	23,1	22,6	22,1
3.	из новых скважин	4,6	1,6	0,4	3,2	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	15,6	16,8	18,3	20,9	27,9	30,1	29,2	28,4	27,6	26,8	26,1	25,5	24,8	24,2	23,6	23,1	22,6	22,1
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	11,3	10,7	11,0	17,4	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	204	150	37	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	10,2	11,9	13,6	15,3	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
15.	в том числе: эксплуатационные скважины	10,2	11,9	13,6	15,3	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
16.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	346,8	693,5	346,8	346,8	346,8	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	7,9	3,7	3,8	6,1	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	18,2	11,0	15,2	17,9	17,7	24,7	30,1	29,2	28,4	27,6	26,8	26,1	25,5	24,8	24,2	23,6	23,1	22,6
20.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	18,2	18,8	18,9	21,7	23,8	30,7	30,1	29,2	28,4	27,6	26,8	26,1	25,5	24,8	24,2	23,6	23,1	22,6
21.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,6	0,8	0,9	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	11,0	15,2	17,9	17,7	24,7	30,1	29,2	28,4	27,6	26,8	26,1	25,5	24,8	24,2	23,6	23,1	22,6	22,1
23.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-7,2	-3,7	-0,9	-4,0	0,9	-0,7	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5
24.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-39,6	-19,4	-5,0	-18,4	3,8	-2,2	-2,9	-2,8	-2,8	-2,7	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,4	-2,3	-2,3	-2,2
25.	Мощность новых скважин, тыс. т	4,4	1,5	0,4	3,0	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
26.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	в том числе: под закачку	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
29.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
31.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
33.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	переводом под закачку	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	из прочих категорий	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
39.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
40.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	22,2	20,3	21,5	22,9	24,8	25,9	26,6	27,3	28,1	29,0	29,8	30,8	31,7	32,8	33,9	35,0	36,3	37,6
42.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	26,5	19,3	21,4	22,0	24,3	25,9	26,6	27,3	28,1	29,0	29,8	30,8	31,7	32,8	33,9	35,0	36,3	37,6
43.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	12,0	30,0	26,4	31,7	31,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Средняя обводненность продукции дейст. фонда скв., %	49,7	48,1	53,8	58,2	58,5	59,8	62,0	64,1	66,1	67,9	69,7	71,4	73,0	74,5	75,9	77,2	78,5	79,7
45.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	58,0	45,5	53,6	59,9	59,8	59,8	62,0	64,1	66,1	67,9	69,7	71,4	73,0	74,5	75,9	77,2	78,5	79,7
46.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	5,5	64,4	58,4	44,9	44,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,2	10,5	9,9	9,6	10,3	10,4	10,1	9,8	9,5	9,3	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6
48.	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,1	10,5	9,9	8,8	9,8	10,4	10,1	9,8	9,5	9,3	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6

Продолжение таблицы 8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
49.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	67,2	72,4	76,9	72,4	73,9	69,2	70,8	65,9	67,5	69,3	71,2	73,2	75,3	77,6	80,0
50.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	31,0	32,3	39,6	50,0	67,2	74,8	76,9	79,0	81,3	83,7	86,2	88,9	91,8	94,8	98,0	101,3	104,9	108,6
51.	в том числе: из переходящих скважин	26,1	27,8	38,7	44,2	61,4	74,8	76,9	79,0	81,3	83,7	86,2	88,9	91,8	94,8	98,0	101,3	104,9	108,6
52.	из новых скважин	4,9	4,5	1,0	5,8	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53.	механизированным способом	31,0	32,3	39,6	50,0	67,2	74,8	76,9	79,0	81,3	83,7	86,2	88,9	91,8	94,8	98,0	101,3	104,9	108,6
54.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	130,3	162,6	202,2	252,2	319,4	394,2	471,1	550,1	631,4	715,1	801,3	890,3	982,1	1076,8	1174,8	1276,1	1381,0	1489,6
55.	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	76,1	92,8	111,1	132,1	159,9	190,0	219,2	247,6	275,2	302,1	328,2	353,7	378,5	402,7	426,3	449,4	472,0	494,0
56.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,046	0,056	0,067	0,080	0,097	0,115	0,133	0,150	0,167	0,183	0,199	0,215	0,230	0,244	0,259	0,273	0,286	0,300
57.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	15,4	18,8	22,5	26,7	32,4	38,5	44,4	50,1	55,7	61,1	66,4	71,6	76,6	81,5	86,3	91,0	95,5	100,0
58.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	3,2	3,4	3,7	4,2	5,6	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5
59.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	3,6	4,0	4,6	5,5	7,7	9,0	9,6	10,3	11,2	12,3	13,6	15,4	17,7	21,0	25,9	34,1	50,6	100,2
60.	Закачка воды, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	11,0	37,0	53,3	50,2	51,2	48,0	49,1	45,7	46,8	48,0	49,4	50,7	52,2	53,8	55,5
61.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	11,0	48,0	101,4	151,5	202,8	250,7	299,8	345,5	392,3	440,3	489,7	540,4	592,7	646,5	701,9
62.	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	20,0	50,0	65,0	60,0	60,0	55,0	55,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
63.	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	3,8	13,3	22,8	28,7	33,1	35,8	38,0	39,2	40,3	41,1	41,9	42,5	43,1	43,6	44,0
64.	Газовый фактор, м³/т	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
65.	Добыча растворенного газа, млн. м³	0,156	0,168	0,183	0,209	0,279	0,301	0,292	0,284	0,276	0,268	0,261	0,255	0,248	0,242	0,236	0,231	0,226	0,221
66.	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	4,854	5,022	5,205	5,414	5,693	5,994	6,286	6,570	6,846	7,114	7,376	7,630	7,879	8,121	8,357	8,588	8,814	9,034

Таблица 8.7 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту (по контрактной территории «НК»). II вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1.	Добыча нефти, всего, тыс. т	11,4	13,7	13,1	13,0	12,7	12,5	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6
2.	в том числе: из переходящих скважин	8,2	13,7	13,1	13,0	12,7	12,5	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6
3.	из новых скважин	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	11,4	13,7	13,1	13,0	12,7	12,5	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	8,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
15.	в том числе: эксплуатационные скважины	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
16.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т	0,0	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	1,2	8,2	13,7	13,1	13,0	12,7	12,5	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	9,1	8,8
20.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	1,2	14,3	13,7	13,1	13,0	12,7	12,5	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	9,1	8,8
21.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	6,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	8,2	13,7	13,1	13,0	12,7	12,5	12,1	11,8	11,4	11,1	10,8	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6
23.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	7,0	-0,6	-0,6	-0,1	-0,3	-0,2	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2
24.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	581,5	-4,3	-4,2	-0,8	-2,5	-1,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8
25.	Мощность новых скважин, тыс. т	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26.	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
29.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
31.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
33.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16,7	18,9	19,1	19,4	19,7	20,0	20,3	20,6	20,9	21,2	21,5	21,8	22,1	22,4	22,8	23,1	23,5	23,8	24,2
42.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	13,3	18,9	19,1	19,4	19,7	20,0	20,3	20,6	20,9	21,2	21,5	21,8	22,1	22,4	22,8	23,1	23,5	23,8	24,2
43.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	26,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	51,4	58,2	60,5	61,4	62,9	64,0	65,6	67,0	68,5	69,8	71,1	72,3	73,5	74,6	75,7	76,7	77,7	78,7	79,6
45.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	40,4	58,2	60,5	61,4	62,9	64,0	65,6	67,0	68,5	69,8	71,1	72,3	73,5	74,6	75,7	76,7	77,7	78,7	79,6
46.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	67,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,1	7,9	7,6	7,5	7,3	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0	5,9	5,7	5,5	5,4	5,2	5,1	4,9

Продолжение таблицы 8.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
48.	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	7,9	7,9	7,6	7,5	7,3	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0	5,9	5,7	5,5	5,4	5,2	5,1	4,9
49.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	23,5	32,7	33,2	33,7	34,2	34,7	35,2	35,7	36,2	36,7	37,2	37,8	38,3	38,9	39,5	40,1	40,7	41,3	41,9
51.	в том числе: из переходящих скважин	13,8	32,7	33,2	33,7	34,2	34,7	35,2	35,7	36,2	36,7	37,2	37,8	38,3	38,9	39,5	40,1	40,7	41,3	41,9
52.	из новых скважин	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53.	механизированным способом	23,5	32,7	33,2	33,7	34,2	34,7	35,2	35,7	36,2	36,7	37,2	37,8	38,3	38,9	39,5	40,1	40,7	41,3	41,9
54.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	59,5	92,2	125,4	159,0	193,2	227,9	263,0	298,7	334,9	371,6	408,8	446,6	485,0	523,9	563,4	603,4	644,1	685,4	727,2
55.	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	33,1	46,8	59,9	72,9	85,6	98,1	110,2	122,0	133,4	144,4	155,2	165,7	175,8	185,7	195,3	204,6	213,7	222,5	231,0
56.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,043	0,061	0,078	0,095	0,111	0,127	0,143	0,158	0,173	0,188	0,202	0,215	0,228	0,241	0,254	0,266	0,277	0,289	0,300
57.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	14,3	20,3	25,9	31,6	37,1	42,5	47,7	52,8	57,7	62,5	67,2	71,7	76,1	80,4	84,5	88,6	92,5	96,3	100,0
58.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	4,9	5,9	5,7	5,6	5,5	5,4	5,2	5,1	4,9	4,8	4,7	4,5	4,4	4,3	4,2	4,0	3,9	3,8	3,7
59.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	5,5	6,9	7,1	7,6	8,0	8,6	9,1	9,7	10,5	11,4	12,4	13,8	15,5	17,9	21,2	26,1	34,3	50,8	100,3
60.	Закачка воды, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62.	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63.	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64.	Газовый фактор, м³/т	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
65.	Добыча растворенного газа, млн. м³	0,326	0,391	0,374	0,372	0,362	0,356	0,346	0,336	0,326	0,317	0,308	0,299	0,290	0,282	0,274	0,266	0,259	0,252	0,245
66.	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	0,490	0,881	1,255	1,627	1,989	2,346	2,691	3,027	3,353	3,670	3,977	4,276	4,566	4,848	5,122	5,389	5,647	5,899	6,144

Таблица 8.8 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. II вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1.	Добыча нефти, всего, тыс. т	27,0	30,5	31,4	33,9	40,6	42,6	41,3	40,1	39,0	37,9	36,9	35,9	35,0	34,1	33,2	32,4	31,6	30,9	8,6
2.	в том числе: из переходящих скважин	19,2	28,9	31,0	30,7	37,4	42,6	41,3	40,1	39,0	37,9	36,9	35,9	35,0	34,1	33,2	32,4	31,6	30,9	8,6
3.	из новых скважин	7,8	1,6	0,4	3,2	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	27,0	30,5	31,4	33,9	40,6	42,6	41,3	40,1	39,0	37,9	36,9	35,9	35,0	34,1	33,2	32,4	31,6	30,9	30,2
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	4	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	3	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	10,1	10,7	11,0	17,4	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	193	150	37	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	22,1	23,8	25,5	27,2	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
15.	в том числе: эксплуатационные скважины	22,1	23,8	25,5	27,2	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
16.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	1387	347	347	347	347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т	0,0	14,0	3,7	3,8	6,1	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	1,2	19,2	28,9	31,0	30,7	37,4	42,6	41,3	40,1	39,0	37,9	36,9	35,9	35,0	34,1	33,2	32,4	31,6	30,9
20.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	1,2	33,2	32,6	34,8	36,8	43,4	42,6	41,3	40,1	39,0	37,9	36,9	35,9	35,0	34,1	33,2	32,4	31,6	30,9
21.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	15,9	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,3
22.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	19,2	28,9	31,0	30,7	37,4	42,6	41,3	40,1	39,0	37,9	36,9	35,9	35,0	34,1	33,2	32,4	31,6	30,9	8,6
23.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	18,0	-4,4	-1,5	-4,1	0,6	-0,9	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-22,3
24.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	1490,0	-13,2	-4,7	-11,8	1,6	-2,0	-2,9	-2,9	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-72,3
25.	Мощность новых скважин, тыс. т	7,4	1,5	0,4	3,0	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	0,0
26.	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	в том числе: под закачку	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
29.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
30.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	9	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
31.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	9	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
33.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	переводом под закачку	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	из прочих категорий	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
39.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
40.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,5	19,5	20,4	21,3	22,8	23,7	24,2	24,8	25,4	26,0	26,7	27,4	28,1	28,9	29,7	30,6	31,5	32,4	24,2
42.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	19,7	19,0	20,3	20,8	22,4	23,7	24,2	24,8	25,4	26,0	26,7	27,4	28,1	28,9	29,7	30,6	31,5	32,4	9,1
43.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	18,9	30,0	26,4	31,7	31,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	50,5	53,2	56,8	59,5	60,0	61,1	63,1	65,0	66,8	68,5	70,1	71,7	73,1	74,5	75,8	77,1	78,3	79,4	79,6
45.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	51,9	52,3	56,8	60,6	60,9	61,1	63,1	65,0	66,8	68,5	70,1	71,7	73,1	74,5	75,8	77,1	78,3	79,4	79,6
46.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	46,4	64,4	58,4	44,9	44,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	7,9	7,6	7,5	7,3	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	6,0	5,9	5,7	5,5	5,4	5,2	5,1	4,9

Продолжение таблицы 8.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
48.	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,5	9,1	8,8	8,2	8,8	9,2	8,9	8,7	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,8	6,7	1,9
49.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	67,2	72,4	76,9	72,4	73,9	69,2	70,8	65,9	67,5	69,3	71,2	73,2	75,3	77,6	80,0	0,0
50.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	54,5	65,0	72,8	83,7	101,4	109,5	112,0	114,7	117,5	120,4	123,5	126,7	130,1	133,7	137,4	141,4	145,5	149,9	41,9
51.	в том числе: из переходящих скважин	39,9	60,5	71,9	77,9	95,6	109,5	112,0	114,7	117,5	120,4	123,5	126,7	130,1	133,7	137,4	141,4	145,5	149,9	41,9
52.	из новых скважин	14,6	4,5	1,0	5,8	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53.	механизированным способом	54,5	65,0	72,8	83,7	101,4	109,5	112,0	114,7	117,5	120,4	123,5	126,7	130,1	133,7	137,4	141,4	145,5	149,9	41,9
54.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	189,7	254,8	327,6	411,3	512,6	622,1	734,1	848,8	966,3	1086,7	1210,2	1336,9	1467,0	1600,7	1738,2	1879,5	2025,1	2174,9	2216,8
55.	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	109,2	139,7	171,1	205,0	245,6	288,1	329,4	369,6	408,6	446,5	483,4	519,3	554,3	588,4	621,6	654,0	685,6	716,5	725,1
56.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,045	0,058	0,071	0,085	0,102	0,119	0,136	0,153	0,169	0,185	0,200	0,215	0,229	0,243	0,257	0,270	0,284	0,296	0,300
57.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	15,1	19,3	23,6	28,3	33,9	39,7	45,4	51,0	56,4	61,6	66,7	71,6	76,5	81,2	85,7	90,2	94,6	98,8	100,0
58.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	3,7	4,2	4,3	4,7	5,6	5,9	5,7	5,5	5,4	5,2	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,3	1,2
59.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	4,2	4,9	5,4	6,1	7,8	8,9	9,5	10,1	11,0	12,0	13,2	14,9	17,0	20,0	24,3	31,3	44,5	78,4	100,7
60.	Закачка воды, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	11,0	37,0	53,3	50,2	51,2	48,0	49,1	45,7	46,8	48,0	49,4	50,7	52,2	53,8	55,5	0,0
61.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	11,0	48,0	101,4	151,5	202,8	250,7	299,8	345,5	392,3	440,3	489,7	540,4	592,7	646,5	701,9	701,9
62.	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	11,1	30,9	41,5	38,6	38,8	35,8	36,0	33,0	33,2	33,5	33,7	34,0	34,2	34,5	34,7	0,0
63.	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	2,2	7,6	13,4	17,1	19,9	21,7	23,2	24,2	25,0	25,7	26,3	26,9	27,4	27,9	28,3	27,8
64.	Газовый фактор, м³/т	17,8	18,3	17,7	17,1	15,8	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,3	15,3	15,3	28,6
65.	Добыча растворенного газа, млн. м³	0,482	0,559	0,558	0,581	0,641	0,657	0,638	0,620	0,602	0,585	0,569	0,553	0,538	0,524	0,510	0,497	0,484	0,472	0,245
66.	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	5,344	5,903	6,461	7,041	7,683	8,340	8,978	9,597	10,199	10,784	11,353	11,907	12,445	12,969	13,479	13,976	14,461	14,933	15,178

Таблица 8.9 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по контрактной территории «КГМ» (нефть). II вариант

№№ 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.	Добыча нефти, всего, тыс. т	34,0	31,9	29,7	36,1	54,0	57,8	54,7	51,8	49,1	46,7	44,5	42,5	40,7	39,0	37,4	36,0	34,7	33,1
2.	в том числе: из переходящих скважин	27,2	30,0	29,3	27,3	45,4	57,8	54,7	51,8	49,1	46,7	44,5	42,5	40,7	39,0	37,4	36,0	34,7	33,1
3.	из новых скважин	6,8	1,9	0,4	8,8	8,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	34,0	31,9	29,7	36,1	54,0	57,8	54,7	51,8	49,1	46,7	44,5	42,5	40,7	39,0	37,4	36,0	34,7	33,1
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	4	2	1	4	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	3	1	1	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	8,7	5,8	11,0	12,1	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	195	166	37	183	201	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	78,2	83,3	85,0	93,5	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0
14.	в том числе: эксплуатационные скважины	78,2	83,3	85,0	93,5	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0
15.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	1720,7	1376,6	688,3	344,1	1376,6	1720,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т	0,0	12,0	4,0	3,8	16,6	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	38,4	27,2	30,0	29,3	27,3	45,4	57,8	54,7	51,8	49,1	46,7	44,5	42,5	40,7	39,0	37,4	36,0	34,7
19.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	38,4	39,2	34,0	33,1	43,9	60,2	57,8	54,7	51,8	49,1	46,7	44,5	42,5	40,7	39,0	37,4	36,0	34,7
20.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,8	0,9	0,8	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	27,2	30,0	29,3	27,3	45,4	57,8	54,7	51,8	49,1	46,7	44,5	42,5	40,7	39,0	37,4	36,0	34,7	33,1
22.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-11,2	-9,2	-4,6	-5,8	1,4	-2,5	-3,1	-2,9	-2,7	-2,4	-2,2	-2,0	-1,8	-1,7	-1,6	-1,4	-1,3	-1,5
23.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-29,1	-23,5	-13,7	-17,6	3,3	-4,1	-5,3	-5,4	-5,1	-4,9	-4,7	-4,5	-4,3	-4,1	-4,0	-3,8	-3,7	-4,4
24.	Мощность новых скважин, тыс. т	6,4	1,8	0,4	8,3	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25.	Выбытие добывающих скважин, ед.	8	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
26.	в том числе: под закачку	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	14	15	16	19	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23
28.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	14	15	16	19	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23
30.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	14	15	16	19	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23
32.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	переводом под закачку	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	из прочих категорий	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
38.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
39.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,8	20,8	20,8	21,4	22,8	23,2	23,7	24,2	24,7	25,2	25,8	26,5	27,1	27,9	28,7	29,5	30,4	31,3
41.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,4	21,0	20,8	20,3	22,4	23,2	23,7	24,2	24,7	25,2	25,8	26,5	27,1	27,9	28,7	29,5	30,4	31,3
42.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	11,4	17,4	26,4	31,9	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	79,2	76,6	79,6	79,1	76,0	76,4	78,1	79,7	81,1	82,4	83,6	84,7	85,8	86,7	87,6	88,4	89,2	89,9
44.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	82,4	77,1	79,7	81,7	77,1	76,4	78,1	79,7	81,1	82,4	83,6	84,7	85,8	86,7	87,6	88,4	89,2	89,9
45.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	23,7	66,7	58,4	62,2	67,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,0	4,9	4,3	4,5	5,5	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9	3,7	3,6	3,4	3,3	3,2
47.	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	4,5	4,8	4,2	3,7	5,1	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9	3,7	3,6	3,4	3,3	3,2

Продолжение таблицы 8.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	150,9	124,0	127,0	120,9	115,1	113,8	114,3	113,8	109,9	110,9	112,0	107,8	111,0	114,4	110,0	109,3	113,0	102,8
49	Добыча жидкости, всего, тыс. т	163,3	136,6	145,6	172,4	225,0	244,5	249,3	254,4	259,9	265,7	272,0	278,6	285,8	293,4	301,6	310,4	319,8	328,2
50	в том числе: из переходящих скважин	154,4	130,8	144,6	149,1	198,5	244,5	249,3	254,4	259,9	265,7	272,0	278,6	285,8	293,4	301,6	310,4	319,8	328,2
51	из новых скважин	8,9	5,8	1,0	23,3	26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	163,3	136,6	145,6	172,4	225,0	244,5	249,3	254,4	259,9	265,7	272,0	278,6	285,8	293,4	301,6	310,4	319,8	328,2
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2370,3	2506,9	2652,5	2824,9	3049,9	3294,4	3543,8	3798,2	4058,1	4323,8	4595,8	4874,4	5160,2	5453,7	5755,3	6065,7	6385,5	6713,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	655,5	687,4	717,1	753,2	807,3	865,1	919,8	971,5	1020,6	1067,3	1111,8	1154,4	1195,0	1234,0	1271,5	1307,5	1342,1	1375,3
55	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,097	0,102	0,106	0,112	0,120	0,128	0,136	0,144	0,151	0,158	0,165	0,171	0,177	0,183	0,188	0,194	0,199	0,204
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	39,7	41,6	43,4	45,6	48,9	52,4	55,7	58,8	61,8	64,6	67,3	69,9	72,3	74,7	77,0	79,1	81,2	83,2
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	2,1	1,9	1,8	2,2	3,3	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	3,3	3,2	3,1	3,9	6,0	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4	7,6	7,9	8,2	8,5	9,0	9,5	10,1	10,7
59	Закачка воды, тыс. м³	120,4	162,3	189,4	200,3	239,5	257,6	258,7	257,5	244,9	250,9	252,9	244,0	251,1	258,8	248,8	247,4	255,8	232,6
60	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	1326,0	1488,3	1677,6	1877,9	2117,5	2375,1	2633,8	2891,3	3136,2	3387,1	3639,9	3884,0	4135,0	4393,9	4642,7	4890,1	5145,9	5378,5
61	Добыча растворенного газа, млн. м³	2,950	2,480	1,929	2,536	4,277	4,527	4,181	3,850	3,558	3,298	3,066	2,857	2,668	2,498	2,343	2,202	2,073	1,912
62	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	332,756	335,236	337,165	339,702	343,978	348,506	352,686	356,537	360,095	363,393	366,458	369,315	371,984	374,482	376,825	379,027	381,099	383,011

Таблица 8.10 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению (нефть). II вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1.	Добыча нефти, всего, тыс. т	45,4	45,6	42,8	49,1	66,7	70,3	66,8	63,5	60,5	57,8	55,3	53,0	50,8	48,9	47,0	45,3	43,7	41,9	8,6
2.	в том числе: из переходящих скважин	35,4	43,7	42,4	40,3	58,1	70,3	66,8	63,5	60,5	57,8	55,3	53,0	50,8	48,9	47,0	45,3	43,7	41,9	8,6
3.	из новых скважин	10,0	1,9	0,4	8,8	8,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	механизированным способом	45,4	45,6	42,8	49,1	66,7	70,3	66,8	63,5	60,5	57,8	55,3	53,0	50,8	48,9	47,0	45,3	43,7	41,9	8,6
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	6	2	1	4	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	4	1	1	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	из консервации	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	из прочих категорий	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	8,7	5,8	11,0	12,1	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	191	166	37	183	201	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	88,4	91,8	93,5	100,3	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8
14.	в том числе: эксплуатационные скважины	88,4	91,8	93,5	100,3	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8
15.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	1720,7	2064,9	688,3	344,1	1376,6	1720,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17.	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	18,0	4,0	3,8	16,6	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	39,6	35,4	43,7	42,4	40,3	58,1	70,3	66,8	63,5	60,5	57,8	55,3	53,0	50,8	48,9	47,0	45,3	43,7	41,9
19.	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	39,6	53,4	47,6	46,2	56,9	72,9	70,3	66,8	63,5	60,5	57,8	55,3	53,0	50,8	48,9	47,0	45,3	43,7	41,9
20.	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2
21.	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	35,4	43,7	42,4	40,3	58,1	70,3	66,8	63,5	60,5	57,8	55,3	53,0	50,8	48,9	47,0	45,3	43,7	41,9	8,6
22.	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-4,2	-9,8	-5,2	-5,9	1,1	-2,7	-3,5	-3,3	-3,0	-2,7	-2,5	-2,3	-2,1	-2,0	-1,8	-1,7	-1,6	-1,8	-33,4
23.	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,5	-18,3	-10,9	-12,8	2,0	-3,7	-4,9	-4,9	-4,7	-4,5	-4,3	-4,2	-4,0	-3,9	-3,8	-3,6	-3,5	-4,1	-79,6
24.	Мощность новых скважин, тыс. т	9,4	1,8	0,4	8,3	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25.	Выбытие добывающих скважин, ед.	8	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26.	в том числе: под закачку	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	19	20	21	24	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	28	28	28	28	5
28.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	19	20	21	24	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	28	28	28	28	5
30.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	19	20	21	24	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	28	28	28	28	5
32.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34.	переводом под закачку	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35.	из прочих категорий	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	0
38.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	0
39.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	27,2	25,8	25,6	25,6	26,3	26,5	27,0	27,6	28,1	28,7	29,4	30,1	30,8	31,6	32,4	33,3	34,2	35,3	24,2

Продолжение таблицы 8.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
41.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	29,4	26,2	25,6	24,9	26,3	26,5	27,0	27,6	28,1	28,7	29,4	30,1	30,8	31,6	32,4	33,3	34,2	35,3	24,2
42.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	16,2	17,4	26,4	31,9	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	75,7	73,1	76,0	76,2	74,2	74,8	76,5	78,1	79,6	80,9	82,1	83,3	84,3	85,3	86,2	87,1	87,9	88,6	79,6
44.	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	78,9	73,3	76,1	78,0	75,0	74,8	76,5	78,1	79,6	80,9	82,1	83,3	84,3	85,3	86,2	87,1	87,9	88,6	79,6
45.	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	46,3	66,7	58,4	62,2	67,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46.	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,6	6,9	6,1	6,1	6,8	6,7	6,3	6,0	5,7	5,5	5,3	5,0	4,8	4,6	4,5	4,3	4,2	4,0	4,9
47.	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,2	7,0	6,1	5,5	6,6	6,7	6,3	6,0	5,7	5,5	5,3	5,0	4,8	4,6	4,5	4,3	4,2	4,0	4,9
48.	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	150,9	124,0	127,0	120,9	115,1	113,8	114,3	113,8	109,9	110,9	112,0	107,8	111,0	114,4	110,0	109,3	113,0	102,8	0,0
49.	Добыча жидкости, всего, тыс. т	186,8	169,3	178,8	206,1	259,1	279,2	284,5	290,1	296,1	302,4	309,2	316,4	324,1	332,4	341,1	350,5	360,5	369,5	41,9
50.	в том числе: из переходящих скважин	168,2	163,5	177,8	182,8	232,7	279,2	284,5	290,1	296,1	302,4	309,2	316,4	324,1	332,4	341,1	350,5	360,5	369,5	41,9
51.	из новых скважин	18,6	5,8	1,0	23,3	26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52.	механизированным способом	186,8	169,3	178,8	206,1	259,1	279,2	284,5	290,1	296,1	302,4	309,2	316,4	324,1	332,4	341,1	350,5	360,5	369,5	41,9
53.	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2429,8	2599,1	2777,9	2984,0	3243,1	3522,3	3806,8	4096,9	4392,9	4695,4	5004,6	5321,0	5645,2	5977,5	6318,7	6669,1	7029,6	7399,1	7441,0
54.	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	688,6	734,2	777,1	826,2	892,9	963,2	1030,0	1093,5	1154,0	1211,8	1267,0	1320,0	1370,9	1419,7	1466,7	1512,1	1555,8	1597,7	1606,3
55.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,092	0,098	0,103	0,110	0,119	0,128	0,137	0,145	0,153	0,161	0,169	0,176	0,182	0,189	0,195	0,201	0,207	0,213	0,214
56.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти нефти, %	36,6	39,0	41,3	43,9	47,4	51,1	54,7	58,1	61,3	64,4	67,3	70,1	72,8	75,4	77,9	80,3	82,6	84,9	85,3
57.	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	2,4	2,4	2,3	2,6	3,5	3,7	3,5	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	0,5
58.	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	3,7	3,8	3,7	4,4	6,3	7,1	7,3	7,4	7,7	7,9	8,2	8,6	9,0	9,5	10,2	10,9	11,8	12,8	3,0
59.	Закачка воды, тыс. м³	120,4	162,3	189,4	200,3	239,5	257,6	258,7	257,5	244,9	250,9	252,9	244,0	251,1	258,8	248,8	247,4	255,8	232,6	0,0
60.	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	1326,0	1488,3	1677,6	1877,9	2117,5	2375,1	2633,8	2891,3	3136,2	3387,1	3639,9	3884,0	4135,0	4393,9	4642,7	4890,1	5145,9	5378,5	5378,5
61.	Добыча растворенного газа, млн. м³	3,276	2,871	2,304	2,908	4,639	4,884	4,526	4,186	3,884	3,615	3,373	3,155	2,959	2,780	2,617	2,468	2,332	2,163	0,245
62.	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн. м³	333,246	336,117	338,421	341,329	345,968	350,851	355,378	359,564	363,448	367,063	370,436	373,591	376,550	379,330	381,947	384,415	386,747	388,910	389,154

Таблица 8.11 - Обоснование проекта плана добычи газа и объемов буровых работ в целом по месторождению (газ). II вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1.	Добыча сухого газа, всего, млн. м³	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
2.	в том числе: из переходящих скважин	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
3.	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4.	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
5.	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7.	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8.	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10.	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11.	Среднесуточный дебит сухого газа новой скважины, тыс. м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
12.	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13.	Средняя глубина новой скважины, тыс. м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс. м	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	
15.	в том числе: эксплуатационные скважины	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	
16.	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
17.	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
18.	Расчетная добыча сухого газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
19.	Добыча сухого газа из переходящих скважин предыдущего года, млн. м³	8,7	6,7	5,5	4,5	3,7	3,0	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
20.	Расчетная добыча сухого газа из переходящих скважин данного года, млн. м³	8,7	6,7	5,5	4,5	3,7	3,0	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
21.	Коэффициент изменения доб. сухого газа перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
22.	Ожидаемая добыча сухого газа из переходящих скважин данного года, млн. м³	6,7	5,5	4,5	3,7	3,0	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
23.	Изменение добычи сухого газа из переходящих скважин, млн. м³	-2,0	-1,2	-1,0	-0,8	-0,7	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
24.	Процент изменения добычи сухого газа из переходящих скважин, %	-22,8	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
25.	Мощность новых скважин, млн. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
26.	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	
27.	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	
29.	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30.	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	
31.	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32.	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	
33.	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
34.	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35.	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
36.	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37.	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
38.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
39.	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
40.	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41.	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
42.	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
43.	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
44.	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,8	93,4	94,0	94,5	95,0	95,4	95,8	96,2	96,5	96,8	97,1	97,3	97,6	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Продолжение таблицы 8.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,8	93,4	94,0	94,5	95,0	95,4	95,8	96,2	96,5	96,8	97,1	97,3	97,6	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по сухому газу, тыс. м³/сут	9,7	7,9	6,5	5,3	4,3	3,5	2,9	2,4	1,9	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Средний дебит переходящих скважин по сухому газу, тыс. м³/сут	9,7	7,9	6,5	5,3	4,3	3,5	2,9	2,4	1,9	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс. т	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	в том числе: из переходящих скважин	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	37,6	38,7	39,6	40,5	41,3	42,0	42,6	43,2	43,7	44,1	44,5	44,9	45,2	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5
55	Добыча сухого газа с начала разработки, млн. м³	231,267	236,747	241,228	244,893	247,891	250,342	252,347	253,987	255,328	256,424	257,321	258,055	258,655	259,145	259,145	259,145	259,145	259,145	259,145
56	Коэффициент извлечения сухого газа, доли ед.	0,353	0,361	0,368	0,374	0,378	0,382	0,385	0,387	0,389	0,391	0,392	0,394	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395	0,395
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	40,5	41,4	42,2	42,8	43,4	43,8	44,1	44,4	44,7	44,9	45,0	45,1	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	1,2	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов сухого газа, %	1,9	1,6	1,3	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка воды, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Добыча конденсата, тыс. т	0,1	0,1	0,1	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	Добыча конденсата с начала разработки, тыс. т	14,3	14,4	14,4	14,5	14,5	14,5	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1. Выполнение мероприятий по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

В действующем проектном документе для контроля состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении предлагалось использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования по замеру дебитов, приемистости, обводненности действующих скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

На всех разрабатываемых эксплуатационных объектах предусматривалось проведение исследований с целью контроля разработки в соответствии обязательными комплексами исследований, учитывающими специфику геолого-физических свойств месторождения и особенности применяемой системы разработки. При этом предусматривалось проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований – систематические исследования рекомендовалось проводить в действующих добывающих, нагнетательных скважинах с установленной периодичностью, а разовые исследования предусматривались в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где проводились геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи УВС.

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В рамках действующего проекта предусматривалось проведение замеров дебитов добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин на систематической основе – 1 раз в неделю по добывающим скважинам и 1 раз в месяц или разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах при ГТМ по нагнетательным скважинам.

Фактически, определение дебитов УВ и приемистости нагнетательных скважин по всему действующему фонду проводится недропользователями на ежедневной основе, согласно проекту, все данные были представлены авторам в формате ежедневных и ежемесячных сводок.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Согласно проекту обводненность действующих скважин должна была определяться с периодичностью 1 раз в неделю.

Фактически, определение обводненности действующих и новых скважин путем отбора устьевых проб с дальнейшим определением обводненности продукции лабораторным путем проводится силами недропользователя с охватом всего фонда действующих скважин согласно намеченному графику полевого надзора на месторождении с периодичностью, определенной действующим проектом.

Определение пластового давления

Согласно действующему проекту определение пластового давления предусматривалось с периодичностью разовых исследований по всем новым скважинам и 1 раз в 6 месяцев по скважинам при проведении ГТМ как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Также действующим проектом предусматривалось проведение исследований методом восстановления давления (уровня) и методом установившихся режимов (МУО) с периодичностью разовых исследований во всех пробуренных скважинах и при проведении ГТМ по мере необходимости по добывающим и нагнетательным скважинам.

За отчетный период (2025г) на месторождении было проведено всего 20 исследований по определению пластового давления добывающих и нагнетательных скважин, включающие 7 исследований КВД, 5 исследований КВУ, 2 исследования КПД, 6 прямых замеров пластового давления манометром. Из них, охват исследованиями новых скважин составил 50% (1 исследование КВУ по скважине №102, по новой скважине №107 исследования не проводились). Из 20 проведенных исследований результаты 2 исследований (КВД) были приняты как непредставительные.

Определение забойного давления

Согласно действующему проекту определение забойного давления предусматривалось с периодичностью разовых исследований по всем новым скважинам и 1 раз в 3 месяца по скважинам при проведении ГТМ как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам.

За отчетный период на месторождении с целью определения забойных давлений скважин были проведены всего 14 исследований ГДИС, включающих 7 исследований КВД, 5 исследований КВУ и 2 исследования КПД. Из них, забойные давления были определены по результатам 11 исследований – по 5 исследованиям КВД, 4 исследованиям КВУ и 2 исследованиям КПД. Новые скважины (№№102, 107), введенные в эксплуатацию в течение анализируемого периода, исследованиями забойного давления не охвачены – при

проведении исследования КВУ по скважине №102, забойное давление по скважине не определено, также по новой скважине №107 исследования не проводилось.

Промыслово-геофизические методы исследования скважин и керн

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах. Согласно проекту предписывалось проведение исследований профиля притока/приемистости, исследований оценки текущей нефтенасыщенности и контроля за положением ВНК. А также профилактические обследования технического состояния обсадных колонн с периодичностью разовых исследований при вводе в эксплуатацию и при ГТМ, либо по мере необходимости.

За отчетный период на месторождении исследования ГИС в открытом стволе были проведены в новых пробуренных скважинах №№105 и 107 с полным современным комплексом ГИС (ГК, ННК_т, КВ, ПС, КС (N0.5M2A, A2M0.5N), БК, МКЗ, ИК (активный и реактивный), ВИКИЗ, АК, ГГКп, нейтронная пористость (NPHI)), для контроля пространственного положения ствола скважины выполнялась инклинометрия, для оценки качества цементирования колонн использовались акустическая цементометрия и термометрия. Кроме того, в закрытых стволах ранее пробуренных скважин с целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида, дебита скважины, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны были проведены исследования ГИС-контроля – PLT по определению профиля притока в скважинах №24, 47, 57, 105 и 107.

Комплекс физико-химических исследований нефти

Пластовые пробы нефти согласно проектным предписаниям должны были быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока. Выбор скважин для отбора глубинных проб должно осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с проектным институтом.

Исследования глубинных проб нефти выполняются в соответствии с требованиями ОСТа 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». Принятые в проектом документе параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

Для уточнения физико-химических свойств и термобарических условий продуктивных горизонтов, в дальнейшем рекомендуется проводить анализ глубинных проб

нефти и замеры пластовых давлений с соблюдением необходимой продолжительности остановки скважины.

За отчетный период новых проб нефти по скважинам не проводилось. Флюидальная модель продуктивных горизонтов месторождения осталась без изменений.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время разработки изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают в себя отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

- Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^{++}K^+), растворенные газы;
- Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
- Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Согласно проекту данные исследования предусматривалось провести по мере необходимости. За отчетный период новых проб воды по скважинам не проводилось.

Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой представлен в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 - Выполнение предусмотренных проектом комплекса исследований для контроля процесса разработки

Виды исследований	Согласно проекту		Фактическое выполнение	
	Категории и виды скважин		Категории и виды скважин	
	Добывающие	Нагнетательные	Добывающие	Нагнетательные
Замер дебитов и приемистости	1 раз в неделю;	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ 1 раз в месяц;	Выполнено согласно проектной периодичности с охватом всего действующего фонда;	Выполнено согласно проектной периодичности с охватом всего действующего фонда;
Определение обводненности продукции добывающих скважин	1 раз в неделю;	-	Выполнено согласно проектной периодичности с охватом всего действующего фонда;	-
Определение пластового давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в 6 месяцев;	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ 1 раз в 6 месяцев;	Выполнено по новым скважинам – с охватом 50% от фонда (КВУ по скв. №102); по переходящим скважинам – с охватом 59% от всего фонда (замеры Рпл по скв. №53; КВД по скв. №№14, 55, 83, 103, 10D; КВУ по скв. №№47, 56, 60, 79);	Новые скважины отсутствуют; Выполнено по переходящим скважинам – с охватом 100% от фонда (замер Рпл по скв. №23, 41, 51; КВД по скв. №41; КПД по скв. №51, 61);
Определение забойного давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в 3 месяца	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ 1 раз в 3 месяца	По новым скважинам не выполнено; Выполнено по переходящим скважинам – с охватом 36% от фонда (КВД по скв. №№14, 55, 103; КВУ по скв. №№47, 56, 60, 79);	Новые скважины отсутствуют; Выполнено по переходящим скважинам – с охватом 75% от фонда (КВД по скв. №41; КПД по скв. №51, 61);
Исследование методом восстановления давления (уровня)	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ по мере необходимости	Выполнено по новым скважинам – с охватом 50% от фонда (КВУ по скв. №102); по переходящим скважинам – с охватом 45% от фонда (КВД по скв. №№14, 55, 83, 103, 10D; КВУ по скв. №№47, 56, 60, 79);	Новые скважины отсутствуют; Выполнено по переходящим скважинам – с охватом 75% от фонда (КВД по скв. №41; КПД по скв. №51, 61);
Исследование методом установившихся режимов	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. Согласно опорной сети при необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при необходимости.	По новым скважинам не выполнено;	Новые скважины отсутствуют;
Исследование профиля притока/приемистости	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ. По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ. 1 раз в 6 месяцев при необходимости	Выполнено по новым скважинам – с охватом 50% от фонда (PLT по скв. №107); по переходящим скважинам – с охватом 18% от фонда (PLT по скв. №№24, 47, 57, 105);	Новые скважины отсутствуют; По переходящим скважинам не выполнено;
Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за положением ВНК	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. По мере необходимости	-	Выполнено по новым скважинам – с охватом 50% от фонда (PLT по скв. №107); по переходящим скважинам – с охватом 18% от фонда (PLT по скв. №№24, 47, 57, 105);	Новые скважины отсутствуют; По переходящим скважинам не выполнено;
Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах. По мере необходимости	Не выполнено;	Не выполнено;
Профилактическое обследование технического состояния обсадных колонн	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ. По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	Выполнено по новым скважинам – с охватом 50% от фонда (PLT по скв. №107); по переходящим скважинам – с охватом 18% от фонда (PLT по скв. №№24, 47, 57, 105);	Новые скважины отсутствуют; По переходящим скважинам не выполнено;

9.2. Рекомендуемые мероприятия по контролю за разработкой месторождения

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и получения информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектирования мероприятий по их усовершенствованию.

В рамках реализуемого проекта для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Аксай предлагается проводить следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Аксай определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2], согласно «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» [8].

Периодичность исследований предусматривается проводить как систематически, так и единично (разовые), систематические исследования рекомендуется проводить в действующих добывающих, нагнетательных с установленной периодичностью. Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация, до и после мероприятия.

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах (приемистости) должна поступать систематически.

Измерение изменения дебитов должно проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе

эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Замеры обводненности для высокообводненных скважин ($> 90\%$) должны проводиться еженедельно.

Определение пластового давления

По добывающим скважинам, учитывая высокую обводненность продукции, периодичность установлена 1 раз в 6 месяцев. Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам, а также после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Контроль пластового давления является одной из важнейших задач контроля разработки месторождения. Согласно требованиям контроля пластового давления, замеры давления по скважинам должны быть представительными, но при этом, по возможности, минимизирующими потерю добычи продукции и отставание закачки. Необходимо проводить одновременный замер пластовой температуры и давления.

Для исследования фильтрационных свойств коллектора и продуктивности залежи по возможности рекомендуется проводить исследования КВД (КВУ).

Промыслово-геофизические методы исследования скважин и керн

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в

себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Исходя из условий разработки месторождения на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

- определение ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности;
- определение профиля притока и характера поступающего флюида;
- контроль за энергетическим состоянием объектов разработки;
- определение профилей приемистости;
- оценка технического состояния скважин.

Основными задачами геофизических исследований является:

- изучение геолого-геофизического разреза скважин;
- выделение реперов и корреляция разрезов, литологическое расчленение разреза, определение границ пластов, последовательности, закономерности залегания однотипных пластов и прослеживание по площади;
- выделение в разрезе пластов-коллекторов;
- разделение коллекторов по характеру насыщенности (вода, продукт).

В лабораторных условиях должны определяться следующие показатели:

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным дифференциального и контактного разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объёмный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и др.);
- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный, углеводородный и компонентный составы), наличие соли и мехпримесей в нефти;
- полный химико-физический анализ пластовой воды согласно РД.

Комплекс физико-химических исследований нефти

Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока. Выбор скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с проектным институтом, выполняющим проекты разработки и авторский надзор за разработкой.

Исследования глубинных проб нефти выполняются в соответствии с требованиями ОСТа 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». Принятые в проектном документе параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

Для уточнения физико-химических свойств и термобарических условий продуктивных горизонтов, в дальнейшем рекомендуется проводить анализ глубинных проб нефти и замеры пластовых давлений с соблюдением необходимой продолжительности остановки скважины.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время разработки изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают в себя отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^{++}K^+), растворенные газы;

Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);

Микрокомпонентный состав. Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Рекомендуемый комплекс и периодичность исследований приведен согласно этапу разработки месторождения в соответствии с «Руководящим документом ...» [2] и представлен в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 - Комплекс исследований для контроля процесса разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1.	Замер дебитов/приемистости	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ; по действующим скважинам – 1 раз в месяц;	
2.	Определение обводненности продукции	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ; по действующим скважинам – 1 раз в месяц;	-
3.	Замер газового фактора	по действующим скважинам: при $R_{пл} > R_{нас}$ – 1 раз в год; при $R_{пл} < R_{нас}$ – 1 раз в месяц;	-
4.	Определение пластового давления	разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ; по действующим скважинам – 2 раза в год;	
5.	Определение забойного давления	разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ; по действующим скважинам – 1 раз в месяц;	
6.	Исследование методом восстановления давления (уровня) (КВД)	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах; по действующим скважинам – 1 раз в год;	
7.	Исследование методом установившихся режимов (МУО)	по действующим скважинам – по мере необходимости;	
8.	Комплекс ГИС открытого ствола	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах;	
	Исследование профиля притока/приемистости	по действующим нефтяным скважинам – 1 раз в год; по действующим газовым скважинам – по мере необходимости;	по действующим скважинам – 1 раз в год;
	Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за положением ВНК	по действующим скважинам – 1 раз в год;	-
	Обследование технического состояния обсадных колонн и цементного камня	по мере необходимости (при нарушении герметичности, заколонных перетоков и др. причинам);	
9.	Отбор глубинных проб	по мере необходимости;	
10.	Отбор поверхностных проб	по мере необходимости;	
11.	Анализ закачиваемой воды	по мере необходимости;	

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**10.1. Климатические условия расположения месторождения****10.2. Организация контроля над выбросами****10.3. Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)****10.4. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения****10.5. Производственные отходы предприятия****10.6. Охрана недр**

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На дату составления настоящего проекта на месторождении был выполнен большой объем исследовательских работ, промыслово-геологическая база дополнена бурением 12 новых скважин.

Настоящий проект составлен на основе двух отчетов: «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Аксай» (Протокол ГКЗ РК №2379-21-У от 26.11.2021г) и «Перевод запасов нефти и растворенного газа Юго-Западного поднятия месторождения Аксай» (Протокол ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г).

На Госбаланс РК (Протокол ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г) поставлены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ в количестве 7518/1883 тыс. т, по категории С₂ в количестве 3791/336 тыс. т; из них в пределах контрактной территории «КГМ» числятся геологические/извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ в количестве 6748/1652 тыс. т, по категории С₂ в количестве 3791/336 тыс. т. По контрактной территории ТОО «Недра Ком» числятся 770/231 тыс. т нефти по категории С₁.

По месторождению Аксай соотношение геологических запасов нефти промышленных категорий В+С₁ (7518 тыс. т) к С₂ (3791 тыс. т) составляет 66% и 34%, которые необходимо доразведать для получения промышленных притоков нефти и дальнейшего их перевода в более высокие категории.

В дальнейшем на месторождении рекомендуется провести следующие виды работ:

- Продолжить отбор глубинных и поверхностных проб нефти для уточнения физико-химических свойств флюидов, а также для исследования свойств пластовой, дегазированной и рекомбинированной нефти, с акцентом на сохранение всех условий отбора проб и мониторинг изменений флюидальной системы месторождения по горизонтам;
- Проводить полный комплекс ГИС при бурении новых скважин;
- При бурении новых скважин предусмотреть отбор и исследование керна в продуктивной части;
- В рамках доразведки месторождения предлагается заложить 2 оценочные скважины №№ 112 и 116 на Северном поднятии (рис. 11.1-11.2). Бурение скважины №112 связано с наличием перспектив между кровлей юрских отложений горизонта Ю-0-1 и кровлей, предположительно, водонасыщенного коллектора Ю-П. Задача скважины дополнительно оценить потенциальные запасы УВС, а также уточнить характеристики и геологическое строение целевого горизонта. Скважина №116

проектируется с целью изучения нефтегазоносности северо-западной части Северного поднятия и уточнения геологического строения продуктивного горизонта М-II-4.

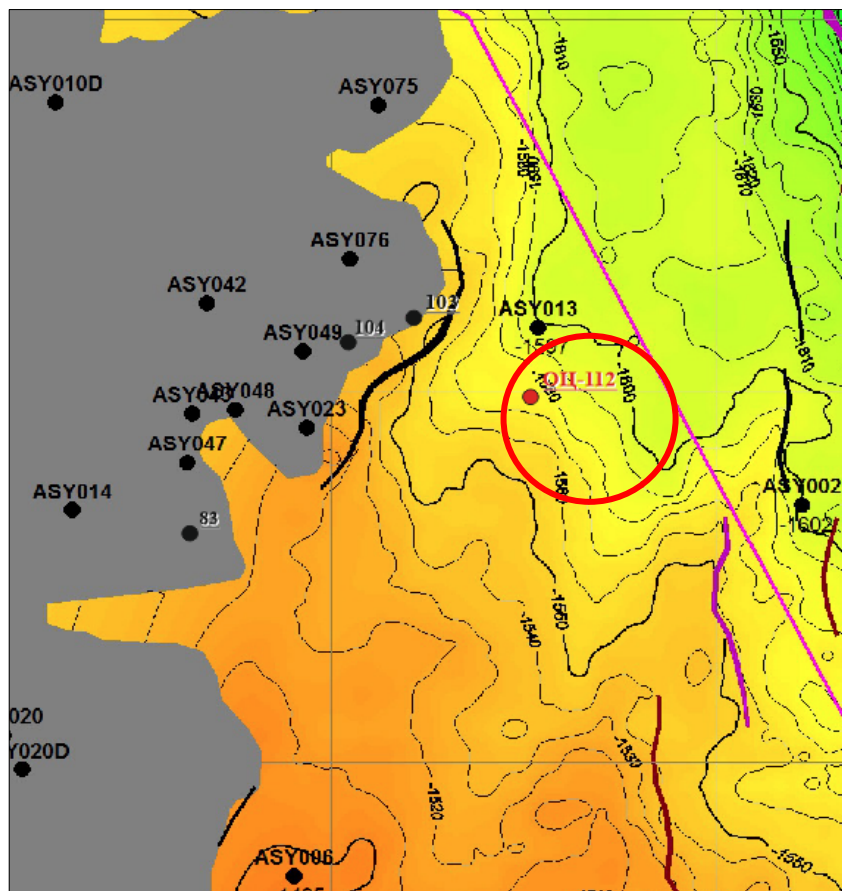


Рисунок 11.1 - Местоположение оценочной скважины №112 на горизонте Ю- I

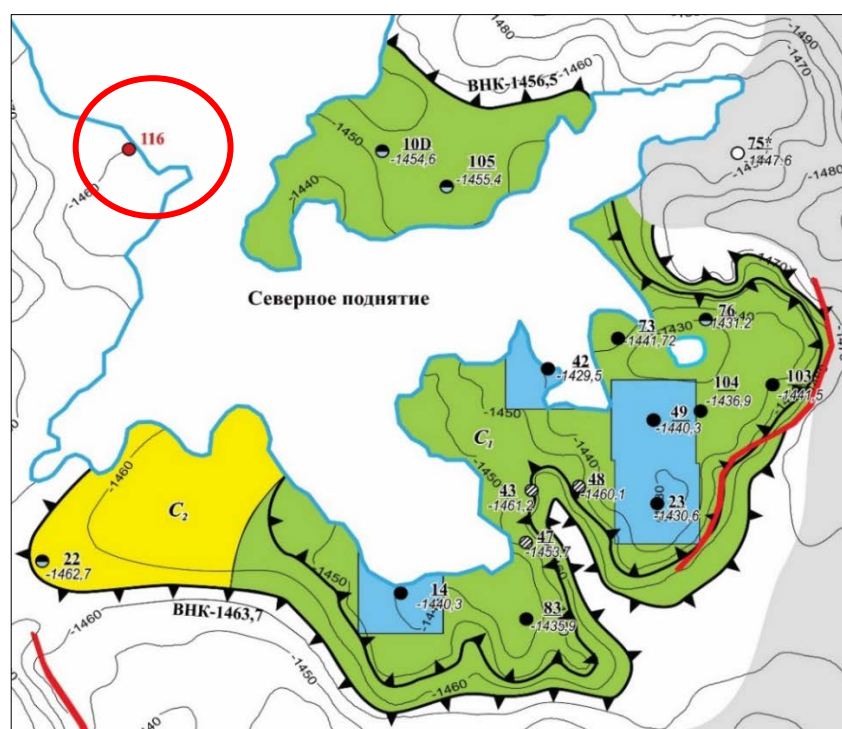


Рисунок 11.2 - Местоположение оценочной скважины №116 на горизонте М-II-4

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Выравнивание профиля приемистости (ВПП)

Учитывая высокую обводненность продукции скважин на месторождении Аксай планируется применение технологии по выравниванию профиля приемистости, способных обеспечить вовлечение в разработку низко и среднепроницаемых коллекторов посредством:

- увеличения объемного охвата продуктивных пластов за счет перераспределения фильтрационных потоков, следовательно, увеличение дебита по нефти;
- снижения или стабилизации обводненности;

Технология ВПП основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов (СПС), предназначенных для создания непроницаемого экрана в высокопроницаемых слоях пласта, с целью вовлечения средне и низкопроницаемых интервалов пласта в фильтрацию. В результате, за счет увеличения градиента давления между зоной нагнетания и зоной отбора и изменения направления фильтрационных потоков в пласте в процесс активной выработки запасов вовлекаются нефтенасыщенные пропластки пониженной проницаемости и обводненности ранее не охваченные или слабо охваченные заводнением.

В качестве участка для применения технологии ВПП (далее – участок работ) предлагается участок нагнетательной скважины №61 (рисунок 12.1). По данным трассерных исследований 2024г, нагнетательная скважина №61 оказывает влияние на следующие реагирующие добывающие скважины №№8, 50, 54, 56, 57, 60, 82, а также скважина №79 взята как реагирующая скважина I ряда. Соотношение выбора участка ОПИ и вида применяемой технологии МУН относительно друг друга обусловлены тем, что для рассматриваемых отложений нет проблем с вязкостью нефти и соотношением подвижности нефти и воды, а низкий потенциальный коэффициент нефтеотдачи обусловлен лишь неоднородностью и расчлененности разреза. В связи с этим единственная задача МУН, способная обеспечить повышение КИН, заключается в выравнивании профиля движения фильтрационных потоков. При этом выравнивание фронта вытеснения посредством полимерного заводнения технологически не имеет потенциала на успех, так как полимер, во-первых, решает именно проблемы соотношения подвижностей, вытесняющего и вытесняемого агентов, а не проблему соотношения проницаемостей фильтрационных каналов; во-вторых, высокие проницаемости в призабойных зонах из-за проведенных ГРП после бурения скважин нивелируют вязкостные различия воды и полимера.

По состоянию на 01.01.2025г в Атырауском филиале ТОО «КМГ Инжиниринг» были проведены лабораторные исследования по подбору оптимальной химической композиции для технологии ВПП, а также лабораторные исследования по физико-химическому анализу, определению индукционного периода, реологии, термостабильности и фильтрационные исследования на образцах керна месторождения Аксай и работы по определению эффективности деструктора для выбранного состава геля. В исследовании приняли участие три сервисные компании. Были выполнены анализы совместимости с закачиваемой и пластовой водой, оценка вязкости, гелеобразования, термостабильности и снижение проницаемости керновых образцов скважины №57. По результатам лабораторного исследования протокольным решением ТЭС КМГИ было рекомендовано допустить на ОПИ химические композиции образцов №2 и №3 с обязательным прохождением входного контроля опытной партии ХР на соответствие первоначальному заявленному качеству.

При проведении работ по применению технологии выравнивания профиля приемистости наиболее важным является техническое состояние нагнетательных скважин. До начала применения технологий воздействия необходимо проведение геофизических исследований нагнетательных скважин (ГИС-к) участка работ на предмет уточнения принимающих толщин и наличия различных нарушений эксплуатационной колонны, заколонной циркуляции и прочее. Проведение работ при наличии неисправности эксплуатационной колонны в лучшем случае приводит к значительному снижению технологической эффективности от применения технологии воздействия.

Перед началом реализации отмечается, что после тендерных процедур с участием двух сервисных компании работы будут выполнены сервисной компанией ТОО «ИСКО».

Ниже приведены результаты прогноза технологических показателей от проведения ОПИ ВПП за 240 календарных дней (по данным ТОО «ИСКО»):

- Накопленная дополнительная добыча нефти – 545 т;
- Объем закачки – 350 м³;
- Расход полиакриламида АНТ – 1,75т;
- Расход ПСП – 0,175 т;
- Дополнительная добыча нефти на 1 т сухого реагента – 283,1 т/т;

Методика расчета дополнительной добычи нефти:

- Расчет дополнительной добычи нефти проводить по замерным данным;
- Прогноз технологической эффективности и базовой добычи нефти рассчитывается при постоянном отборе жидкости;

- До начала прогноза технологических показателей из основного списка, реагирующих должны быть исключены все скважины, в которых проводились другие виды ГТМ (ВНС, ПВЛГ, ГРП, ПВР и т.д.);
- Дополнительная добыча нефти рассчитывается за счет разности фактической добычи нефти и прогнозной базовой добычи.

Расчет дополнительной добычи нефти:

$$Q_{ддн} = Q_n ф - Q_n б$$

где $Q_n ф$ – фактическая добыча нефти, т;

$Q_n б$ – базовая добыча нефти, т;

$Q_{ддн}$ – дополнительная добыча нефти по участку, т;

Прогнозируемая накопленная дополнительная добыча нефти за 240 суток составит 545 тонн. Эффективность на единицу сухого реагента ожидается на уровне 283,1 т/т. Мониторинг эффективности будет проводиться в течение 240 суток после запуска нагнетательной скважины. По результатам анализа эффективности будет принято решение о возможности промышленного внедрения технологии ВПП на III объекте месторождения Аскай.

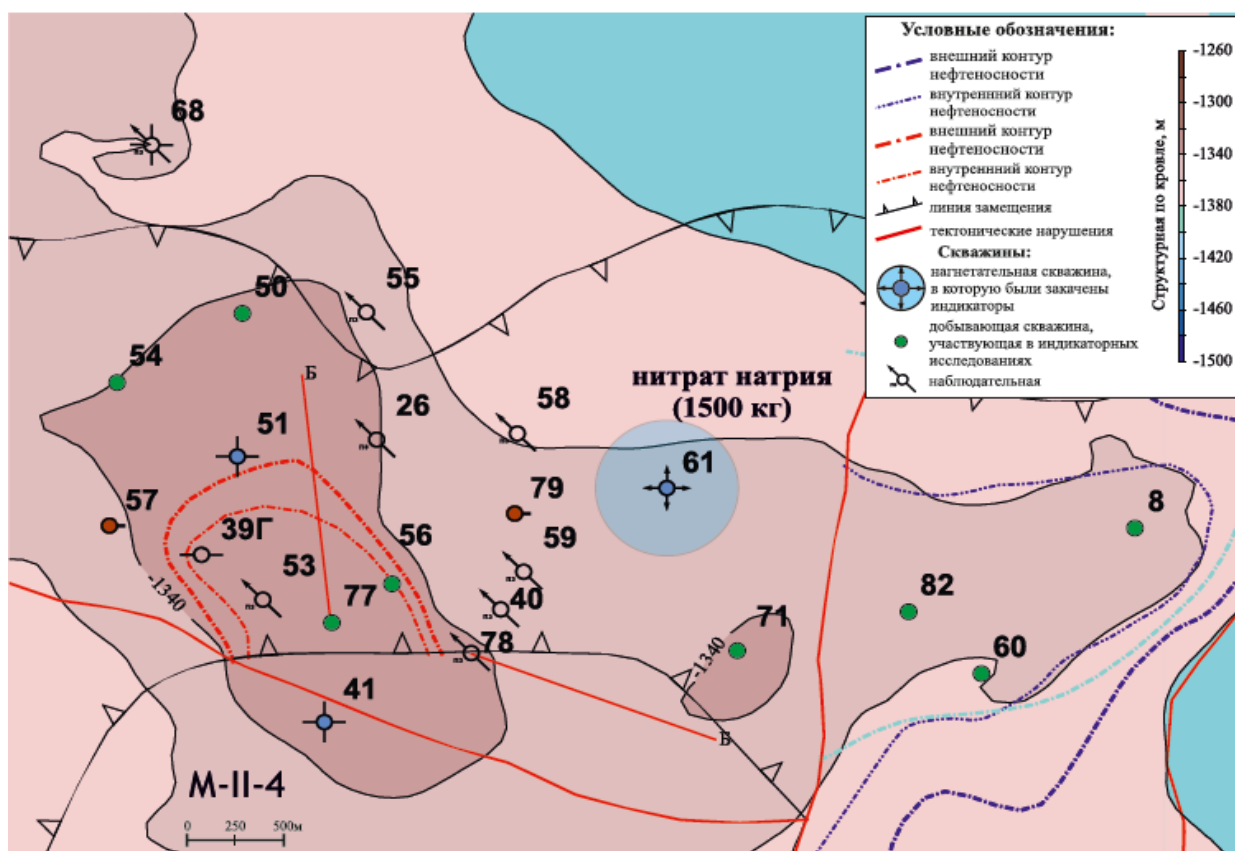


Рисунок 12.1 - Участок работ для проведения технологии ВПП

13. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Контрактная территория ТОО СП «Казгермунай»

Месторождение Аксай на момент составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...», разрабатывается согласно дополнению №7 от 19.05.2023г. Срок завершения контракта на недропользование – 1 марта 2032г.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Стоимость работ 1 бригады/час составляет 71 084 тенге. Продолжительность ликвидационных работ на 1 скважину, ликвидируемых по схеме 1 составляет 132 часа, по схеме 2 – 213 часа, водозаборные скважины – 56 часов. Ликвидации на 2043г. по второму варианту подлежат 23 добывающих, 6 нагнетательных, 22 наблюдательных, 4 скважин в консервации и 6 водозаборных скважин, итого к ликвидации 61 скважин. Стоимость установки 1 репер тумбы составила **412 080 тенге** (локальная смета расчета репер тумбы приведена в ТП 13.2).

Таблица 13.1 - Таблица ликвидации скважин контрактной территории «КГМ» по 2 варианту

Объект ликвидации	Продолжительность ликвидационных работ на 1 скважину, ч	Количество скважин	Стоимость работы 1 бригада/часа, тенге	Всего продолжительность ликвидационных работ, ч	Общая стоимость, тенге
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации I	132	3	71 084	396	28 149 264
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации II	213	52	71 084	11 076	787 326 384
Водозаборные скважины	56	6	71 084	336	23 884 224
ИТОГО		61		11 808	839 359 872

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Аксай необходимо установить 61 ед. репера с тумбой по второму варианту. Стоимость ликвидации 1 репер тумбы составила **412 080 тенге**, в таблице П.13.2 предоставлена сметная стоимость репер тумбы. Таким образом затраты на установку реперов с тумбами составят:

$$412\,080 \text{ тенге} * 61 \text{ ед.} = \mathbf{25\,136\,880 \text{ тенге.}}$$

Стоимость ликвидации объектов, оборудования составила 853 805 520 тенге, стоимость рекультивации составила 51 665 000 тенге (в таблице П.13.1 и П.13.3 предоставлены сметные расчеты).

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации на контрактной территории «КГМ» по 2 варианту

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	13 759 998	61	839 359 872
Затраты на установку репер тумбы	412080	61	25 136 880
Затраты на демонтаж оборудования			853 805 520
Рекультивация			51 665 000
Затраты на организацию и управление строительством			137 587 954
Сметная прибыль 5%			46 677 005
Непредвиденные работы и затраты - 2%			20 861 169
на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388			43 091 150
ИТОГО			2 018 184 550
Итого с НДС, 16%			2 341 094 078
Накопленная сумма			492 144 131
Сумма после вычета накопленных средств			1 848 949 947
Сумма к накоплению с учетом инфляции			3 098 079 806
Накопленная добыча нефти за рентабельный период			753,773
Удельный норматив, тонна/тенге			4110,10

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 13.3 - Расчет отчислений в Ликвидационный фонд контрактной территории «КГМ» по 2 варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс. тенге
2026	34,00	4110,10	139731,826
2027	31,90	4110,10	131127,642
2028	29,72	4110,10	122170,634
2029	36,11	4110,10	148396,226
2030	54,05	4110,10	222139,217
2031	57,78	4110,10	237497,571
2032	54,70	4110,10	224811,836
2033	51,76	4110,10	212733,516
2034	49,11	4110,10	201834,003
2035	46,70	4110,10	191953,636
2036	44,51	4110,10	182959,566
2037	42,51	4110,10	174740,761
2038	40,68	4110,10	167203,979
2039	38,99	4110,10	160270,529
2040	37,44	4110,10	153873,646
2041	36,00	4110,10	147956,383
2042	34,66	4110,10	142469,896
2043	33,14	4110,10	136208,939
Итого	753,773		3 098 079,806

Контрактная территория ТОО «Недра Ком»

На момент составления настоящего анализа разработки, по месторождению Аксай накопленные ликвидационные отчисления составляют **26 806 178 тенге**.

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе аналогичных проектов ликвидации. Сметные стоимости ликвидации скважин, оборудования, зданий и сооружений должны уточняться в технических документах Проектах ликвидации. 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.

По территории ТОО «Недра Ком» ликвидации подлежат 6 скважин. Стоимость ликвидационных работ на одну скважину составляет **6 905 790 тенге**.

Затраты на ликвидацию 6 скважин составляют:

6 ед. * 6 905 790 тенге = **41 434 740 тенге**.

Перечень объектов, подлежащих демонтажу представлены в таблице 13.4. Данный перечень не ограничен основными составляющими действующей схемы работ промысловой системы по разработке месторождения. Список может быть уточнен и дополнен в соответствии с имеющимися условиями работ, вследствие установки новых применяемых комплексов оборудования и механизмов.

Таблица 13.4 – Расчет размера суммы ликвидации скважин промысловых объектов и рекультивации на контрактной территории «НК»,

Наименование	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге
Блок-бокс вагон-модуль 2400х6000х2400 (Аксай-1)	1	218 630,42
Дизельная электростанция ДЭС - 100 кВт (125 кВа) с дизельным двигателем ЯМЗ - 238	1	1 250 000,00
Сепаратор нефтегазовый НГС- П-П-2,5-1200-1-И (Аксай-1)	1	1 016 422,20
Трансформатор "ТМПН 160/3-1250" (Аксай-1)	1	294 961,74
Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним ГОСТ 633-80, гладкие, 73 х 5,5 мм, Д, резьба треугольная	1	2 984 410,72
Емкость 60м ³	2	1 000 000,00
насос НШ	1	375 000,00
труба ф100	250	218 750,00
Жилой вагон	1	375 000,00
Всего		7 733 175,07

В таблице 13.5 приведены основные показатели, необходимые для расчета норматива отчислений в Ликвидационный фонд.

Таблица 13.5 - Исходные данные для расчета отчислений в Ликвидационный фонд по контрактной территории «НК»,

Наименование	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	41 434 740
Затраты на демонтаж оборудования	7 733 175
Рекультивация	3 391 200
Прочие непредвиденные затраты 5%	2 627 956
ИТОГО	55 187 071
Итого с НДС, 16%	64 017 002
Накопленная сумма	26 806 178

Сумма к накоплению с инфляцией	53 146 220
Накопленная добыча нефти за контрактный период	209.29
Удельный норматив, тонна/тенге	253.93

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода, на сумму ликвидационных отчислений для накопления. В таблице 13.6 приведен расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Таблица 13.6 - Расчет отчислений в Ликвидационный фонд контрактной территории «НК»,

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс. тенге
2026	11,42	253,93	2899,276
2027	13,68	253,93	3474,919
2028	13,11	253,93	3327,966
2029	13,00	253,93	3302,036
2030	12,68	253,93	3221,042
2031	12,47	253,93	3166,245
2032	12,10	253,93	3073,730
2033	11,75	253,93	2984,270
2034	11,41	253,93	2897,759
2035	11,08	253,93	2814,093
2036	10,76	253,93	2733,173
2037	10,46	253,93	2654,903
2038	10,16	253,93	2579,192
2039	9,87	253,93	2505,949
2040	9,59	253,93	2435,088
2041	9,32	253,93	2366,529
2042	9,06	253,93	2300,189
2043	8,81	253,93	2235,994
2044	8,56	253,93	2173,868
Итого	209,29	253,93	53146,220

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература:		
	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);
	Правительство РК	Экологический кодекс РК от 2.01.2021г №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями от 27.12.2021г);
	Правительство РК	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный приказом Министра энергетики РК №239 от 15.06.2018г;
	Правительство РК	«Методические рекомендации по составлению авторских надзоров за реализацией проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений»;
	Правительство РК	«Об утверждении Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию». Приказ №164 Министра энергетики РК от 5.05.2018г;
	Правительство РК	«Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа (№283 от 27.10.2005г с изменениями и дополнениями от 30.10.2009г)»;
	Правительство РК	«Форма отчетов по геологическому изучению недр» (утверждена 31.05.2018г Приказом №419 с изменениями и дополнениями от 25.08.2020г);
	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;
	Правительство РК	«О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс РК) от 25.12.2017г №120-VI ЗРК;
	Лысенко В.Д., Буторин И.О., Шавалиев А. М.	«Проектирование разработки нефтяных месторождений», г. Москва, 1987г;
		РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-физических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений». ВНИИ, г. Москва, 1984г;
		«Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации». Приказ № 204-п Министра охраны окружающей среды РК от 28.06.2007г;

		Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Приказ №355 МИР РК от 30.12.2014г;
		Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014г №188-V;
б) Фондовая литература:		
		«Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3D на площади месторождения Урихтау в пределах контрактной территории ТОО «Урихтау Оперейтинг» за 2010г», PGD Services, г. Алматы, 2010г;
		«Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3D на площади месторождения Урихтау в пределах контрактной территории ТОО «Урихтау Оперейтинг» за 2010г», PGD Services, г. Алматы, 2012г;
	Мурзагалиева Ж.С., Шудабаев К., Кабдулова З.Д. и др.	«Проект поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2012г;
	Мурзагалиева Ж.С., Таскинбаев К.М., Умарова Н.Ж. и др.	«Дополнение к Проекту поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2014г;
	Мусина Ж.К., Тулетаев Д.М., Губашев С.А., и др.	«Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау) с проектом ПредОВОС», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
	Путинцева Т.Н., Богомазов А.И., Аяганов Е.Т. и др.	«Отчет о результатах обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Урихтау Оперейтинг» на площади месторождения Урихтау в 2014-2016гг», ТОО «Profesional Geo Solutions Kazakhstan», г. Алматы, 2016г;
	Мусина Ж.К., Кулшанова Л.Ш., Поляков А.В. и др.	«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау Актюбинской области РК (по состоянию изученности на 01.07.2016г)», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
	Амангали С.А., Тулетаев Д.М., Губашев С.А. и др.	«Проект оценочных работ на месторождении Восточный Урихтау», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г;
	Сымгалиев А.Д., Тұқпато́лла Д.С., Каналин Р.А. и др.	«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау Актюбинской области РК (по состоянию изученности на 31.03.2019г)», Филиал ТОО «НИИ ТДБ «Казмунайгаз» «Каспиймунайгаз» в городе Атырау, г. Атырау, 2019г;
	Сисенбаева А.Р., Свиридов А.Ю., Тұқпато́лла Д.С. и др.	«Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г;

	Сисенбаева А.Р., Свиридов А.Ю., Тұқпатолла Д.С. и др.	«Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2020г;
	Туленбаева Б.Р., Тұқпатолла Д.С. Дүзбаева Г.Б. и др.	«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г;
	Дүзбаева Г.Б., Тастанов Б.Б., Каналин Р.А. и др.	«Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г;
	Дүзбаева Г.Б., Тастанов Б.Б., Каналин Р.А. и др.	«Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2023г;
	Бондарук В.В., Каналин Р.А., Дүзбаева Г.Б. и др.	«Подсчет запасов углеводородов месторождения Восточный Урихтау Актюбинской области РК (по состоянию на 01.12.2022г)», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2023г;
	Дүзбаева Г.Б., Бондарук В.В., Каналин Р.А. и др.	«Проект разработки месторождения Восточный Урихтау», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2023г;
		«Отчет о результатах переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3D по месторождению Восточный Урихтау», ТОО «PGS Kazakhstan», 2023г;
	Жаңбырбаев Н.Н., Нұрғалиева А.М. и др.	«Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Восточный Урихтау», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2025г;
	Нұрсұлтанов Е.Ғ., Нұрғалиева А.М. и др.	«Анализ разработки месторождения Восточный Урихтау», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2025г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П. 2.3.1 - Состав и свойства нефти в пластовых условиях по результатам проб

№ п.п	Альтитуда	№ скважины	Дата отбора	Вид пробы	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Глубина отбора м	Горизонт	Участок	Температура исследования С°	Давление исследования проб	Давление насыщения при температуре пласта МПа	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа*с	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Кэфф.растворимости газа м³/м³ * МПа
1	188,8	10	30.09.03		<u>1614</u>	<u>1618</u>		М-I	Северное поднятие	70,0	15,8	14,7						0,825	0,0
2	188,8	10*			<u>1616,5</u>	<u>1620,5</u>		М-I	Северное поднятие		15,6	11,8	138,3	1,890	0,529	0,620	0,6	0,826	9,7
3	188,8	10			<u>1616</u>	<u>1620</u>		М-I	Северное поднятие	77,0	15,6	15,3	176,1	1,500	0,667	0,666	0,5	0,824	9,5
4	188,8	10	03.03.12		<u>1616,5</u>	<u>1620,5</u>		М-I	Северное поднятие	76,1	14,2	14,1	199,0	1,535	0,651	0,668	0,4	0,829	11,7
5	188,8	10	05.08.16	рек	<u>1616,5</u>	<u>1620,5</u>		М-I	Северное поднятие	73,0	15,3	10,2	135,4	1,336	0,749	0,713	0,6	0,826	11,0
6	181,3	47*	05.11.16	рек	<u>1596</u>	<u>1601,5</u>		М-I	Северное поднятие	77,0	15,5	14,9	228,6	1,523	0,657	0,646	0,4	0,779	12,0
Среднее по горизонту										74,0	15,2	13,6	170,2	1,457	0,686	0,682	0,5	0,826	10,4
7	186,7	14	-		<u>1625</u>	<u>1641</u>		М-II-4а	Северное поднятие	71,0	16,1	10,3	180,0	1,290	0,775	0,700	0,6	0,820	14,3
8	186,7	14	-		<u>1625</u>	<u>1641</u>		М-II-4а	Северное поднятие	71,0	15,3	10,3	126,0	1,290	0,775	0,700	3,52*	0,820	10,0
9	186,7	14	12.02.12	глуб.	<u>1625</u>	<u>1641</u>	1550	М-II-4а	Северное поднятие	70,4	13,9	13,2	170,3	1,422	0,703	0,697	0,7	0,822	10,6
10	187,9	42	27.12.15	глуб.	<u>1617,5</u>	<u>1627</u>	1100	М-II-4а	Северное поднятие	77,9	15,7	13,0	122,7	1,307	0,765	0,715	0,8	0,823	7,8
Среднее по горизонту										72,6	15,3	11,7	149,7	1,327	0,753	0,703	0,7	0,821	10,5
11	181,1	7Д	23.07.15	глуб.	<u>1562</u>	<u>1567</u>	1100	М-I	Центральное поднятие	72,7	15,0	8,3	139,8	1,357	0,737	0,719	1,0	0,823	13,9
12	178,2	17	13.09.91		<u>1568</u>	<u>1576</u>		М-II-4а	Центральное поднятие	66,0	15,6	10,9	139,0	1,260	0,794	0,720	2,3	0,820	10,4
13	182,2	79	21.12.17	глуб.	<u>1708</u>	<u>1718</u>	1700	М-II-4а	Центральное поднятие	71,6	15,3	10,6	144,7	1,354	0,739	0,708	0,7	0,817	11,2
14	182,2	79	21.12.17	глуб.	<u>1708</u>	<u>1718</u>	1700	М-II-4а	Центральное поднятие	71,6	15,3	11,3	148,3	1,364	0,733	0,704	0,7	0,818	10,7
Среднее по горизонту										69,8	15,4	10,9	144,0	1,326	0,754	0,711	1,2	0,818	10,8
15	184,1	8	31.10.89		<u>1578</u>	<u>1590</u>		М-II-4б	Центральное поднятие	-	15,8	9,2	93,1	1,180	0,847	0,777	0,8	0,818	8,3
16	182,5	39	04.08.16	рек	<u>1547</u>	<u>1557</u>		М-II-4б	Центральное поднятие	73,0	14,9	12,1	192,4	1,445	0,692	0,663	0,5	0,799	12,7
17	183,6	55	20.11.15	глуб.	<u>1567</u>	<u>1579</u>	1573	М-II-4б	Центральное поднятие	72,7	14,2	13,5	192,4	1,421	0,704	0,700	0,5	0,819	11,7
Среднее по горизонту										72,8	15,0	11,6	159,3	1,349	0,741	0,713	0,6	0,812	11,1
18	182,5	26	31.03.12	глуб.	<u>1553,5</u>	<u>1575,7</u>	1559	М-II-4а+4б+4в	Центральное поднятие	72,4	15,3	13,8	178,6	1,460	0,685	0,678	0,7	0,823	10,6
19	182,5	26*	01.11.16	глуб.	<u>1553,5</u>	<u>1575,7</u>		М-II-4а+4б+4в	Центральное поднятие	72,4	15,5	14,8	231,4	1,504	0,665	0,631	0,3	0,755*	11,8
Среднее по горизонту										71,0	15,2	11,3	151,6	1,337	0,748	0,712	0,9	0,815	11,0
20		Аксай-1	30.05.2020	1300	<u>1569</u>	<u>1592</u>	1300	М-I	Юго-Западное поднятие	82,0	10,8	3,2	28,9	1,122	0,891	0,780	-	0,849	7,8

Примечание: * – отбракованная проба

Таблица П. 2.3.2 - Состав и свойства нефти в поверхностных условиях по результатам проб

№№ п/п	№ скважины	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Плотность при 20°С	Вязкость кинематическая при 20°С	содер. %масс Смол-синкагелевых	содер. %масс асфальтенов	содер. %масс Серы	Температура °С застывания	содер. %масс парафинов	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс воды	содер. %масс мехпримесей	Фракц. состав нефти Начало кипения °С	Фракц. состав нефти выход до 100°С	Фракц. состав нефти выход до 150°С	Фракц. состав нефти выход до 200°С	Фракц. состав нефти выход до 250°С	Фракц. состав нефти выход до 300°С
Северное поднятие																				
1	10	1614	1618	М-I	0,825	9,0	4,66	0,3	0,11	-9*	5,2		отс	отс.	45	10	18	30	45	55
2	10	1614	1618	М-I	0,825	18,9	9,6	0,15	0,14	20	16,5		отс	0,13	50	5	13	20	30	38
3	10	1614	1618	М-I	0,826	9,0	9,6	0,18	0,14	12	16,5		отс	-	50	7	16	24	39	48
4	10	1614	1618	М-I	0,824	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-
5	10	1616,5	1620,5	М-I	0,819	6,9	7,39	-	0,08	-28,0	4,03		0,24	0,00	50	11	24	31	36	48
6	47*	1596	1601,5	М-I	0,778	2,5	4,64		0,06	-28,0	6,63		1,28	0,00	60	8	22	37	52	63
Среднее по горизонту					0,824	10,9	7,18	0,21	0,11	16,0	9,77		0,76	0,05	51,0	8,2	18,6	28,4	40,4	50,4
7	14	1619	1664	М-II-4	0,822	5,7	3,9	1,2	0,20	19	12,1		отс	0,11	48	6	12	29	31	42
8	14	1625	1641	М-II-4	0,816	7,8	7,51	0,04	0,24	10	11,3		отс	0,01	44	13	22	28	36	38
9	14	1625	1641	М-II-4	0,814	3,6	7,5	0,1	0,21	7	11,4		-	-	45	13	21	23	33	36
10	14	1625	1641	М-II-4	0,827	14,3	11,9	0,07	0,22	20	15,5		0,01	0,78	51	7	15	37	26	39
11	42*	1617,5	1627,0	М-II-4	0,826	70,28*	10,63	-	0,08	18	3,19*		-	0,0045	75	3	13	22	28	40
Среднее по горизонту					0,820	7,9	7,7	0,4	0,22	14	12,6		0,0	0,3	47,0	9,8	17,5	29,3	31,5	38,8
Центральное поднятие																				
12	7	1554	1561	М-I	0,830	9,9	6,82	0,89	0,21	14,0	15,8		отс.	0,07	49	18	22	37	45	50
13	7Д	1562	1574	М-I	0,832	21,0	10,79	отс.	0,09	18,0	7,28		отс.	0,005	65	5	17	27	36	47
Среднее по горизонту					0,831	15,4	8,81	0,9	0,15	16,0	11,5			0,0	57,0	11,5	19,5	32,0	40,5	48,5
14	1	1559	1571	М-II-4А	0,819	7,7	8,56	0,78	0,07	10	14,31		0,18	0,02	52	6	21	29	40	50
15	1*	1559	1571	М-II-4А	0,871*	-	12,05	2,5	0,11	22	16,34		1,25	0,48	108*	-	5	13	21	34
16	1	1559	1571	М-II-4А	0,821	-	8,86	0,7	0,08	14	14,3		0,01	0,01	48	6	23	34	43	53
17	1	1559	1571	М-II-4А	0,828	5,6	9,33	0,95	-	13	10,8		-	-	52	5	19	32	49	39
18	17*	1568	1576	М-II-4А	0,840	14,0	8,18	10*	0,12	12	16,98		0,37	0,08	66	13	24	21	40	49
19	17	1568	1576	М-II-4А	0,825	18,7	6,92	0,67	0,25	12	14,86		отс	отс	54	5	16	20	37	51
20	79	1708	1718	М-II-4А	0,818	8,9	17,01	-	0,08	-8	3,95		0,06	0,00	50	5	17	25	31	42
Среднее по горизонту					0,8222	10,2	10,136	0,775	0,12	8,2	11,6		0,08	0,01	51,2	5,4	19,2	28	40	47
21	8	1573	1590	М-II-4Б	0,813	-	5,26	0,08	0,25	17	17,7		-	0,18	45	18	28	35	41	49
22	8	1573	1578	М-II-4Б	0,819	10,9	6,7	0,65	0,31	21	19,2		0,4	0,30	42	20	31	41	44	54
23	8	1573	1590	М-II-4Б	0,838	14,3	7,15	1,81	0,28	22	20,01		0,1	0,30	51	11	19	37	41	49
24	8	1573	1590	М-II-4Б	0,818	25,4	3,11	1,22	0,20	21	22,4		-	0,19	52	8	29	35	44	53
25	8	1573	1590	М-II-4Б	0,840	19,1	6,2	1,4	0,43	18	18,5		0,3	1,60	53	7	24	18	44	51
26	8	1562	1617	М-II-4Б	0,835	14,2	5,56	0,66	-	18	23,67		0,15	1,36	60	3	10	23	37	55
27	20*	1617	1628	М-II-4Б	0,965	20,8	6,40	11,3	0,08	12	5,65		0,03	-	25	6	14	20	35	55
28	20*	1617	1620	М-II-4Б	0,941	15,5	6,30	14,4	0,80	11	4,84		0,04	-	34	5	11	13	17	26
29	39	1547	1557	М-II-4Б	0,802	3,8	6,97	-	0,10	-20	4,27		0,03	0,00	45	11	26	38	45	55
Среднее по горизонту					0,824	14,6	5,85	0,97	0,26	13,857	17,964		0,20	0,56	49,7	11,14	23,9	32,4	42,3	52,3
30	1	1575	1619	М-II-4б+4в	0,847*	13,3	10,76	0,58	0,14	15	9,2		90,0	5,0	69	2	13	24	33	44
31	26*	1553,5	1575,7	М-II-4а+4б+4в	0,756	1,2	2,05	-	0,02	-51	1,19		0,24	0,00	50	14	29	44	54	65
Среднее по горизонту					0,823	14,3	5,2	5,8	0,3	1,3	11,5		0,1	0,6	45,6	7,7	20,4	27,3	39,4	51,4
Юго-Западное поднятие																				
32	Аксай-1	1569	1592		0,849	12,6	11,734	3,424	0,43	-4	18,54		0,5	0,30	60			26		22

Примечание: * – отбракованная проба

Таблица П. 2.3.3 - Компонентный состав и свойства растворенного газа по результатам проб

№п/п	№ скважины	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Участок/поднятие	Горизонт	Компонент	Сероводород (H2S)	Углекислый газ (CO2)	Азот+редкие (N2)	метан(C1)	этан(C2)	пропан(C3)	изобутан(i-C4)	н. Бутан(n-C4)	изопентан(i-C5)	н. Пентан(n-C5)	Сумма	содержание C2+	содержание C5+	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида расчетная	Плотность газа относительная (по воздуху)
1	10*	1614	1618	Северное поднятие	М-I		0,0	0,1	0,0	78,7	13,4	5,9	0,8	0,7	0,1	0,0	100,0	20,9	0,1		20,2	0,831
2	10*	1614	1618	Северное поднятие	М-I		0,3	0,2	0,0	85,9	9,3	3,1	0,0	0,0	0,1	0,1	99,3	12,6	0,2		18,3	0,691
3	10*	1614	1618	Северное поднятие	М-I		0,0	0,1	0,3	88,7	3,8	3,7	1,7	1,1	0,3	0,2	100,0	10,6	0,6		19,1	0,717
4	10	1616,5	1620,5	Северное поднятие	М-I			0,0	1,7	57,4	15,7	11,7	5,8	2,1	1,6	2,1	98,0	36,8	3,7		26,8	0,993
5	10	1616,5	1620,5	Северное поднятие	М-I			0,1	1,2	61,9	13,3	12,5	5,2	2,4	1,3	1,4	100,0	34,7	3,4		26,8	0,942
6	47	1596	1601,5	Северное поднятие	М-I			0,1	2,0	65,2	10,0	7,8	5,7	2,0	2,2	2,8	98,4	27,8	5,5	27,5	26,0	0,955
Среднее по горизонту								0,1	1,6	61,5	13,0	10,7	5,6	2,2	1,7	2,1	99,0	33,1	4,4		26,7	0,963
7	14*	1625	1641	Северное поднятие	М-II-4				0,5	77,1	15,1	6,4	0,7	0,2	0,0	0,0	100,0	22,3	0,0		20,4	0,945
8	14*	1625	1641	Северное поднятие	М-II-4				0,1	98,2	0,4	0,9	0,2	0,2	0,0	0,0	100,0	1,7	0,0		16,5	0,876
9	14	1625	1641	Северное поднятие	М-II-4			0,3	1,8	56,9	15,5	11,9	4,9	3,9	1,3	1,6	98,1	37,5	2,9		26,9	0,995
10	42	1617,5	1627	Северное поднятие	М-II-4			0,1	1,6	66,4	11,3	9,2	4,7	1,9	1,4	1,7	100,0	28,6	4,7		26,1	0,907
Среднее по горизонту								0,2	1,7	61,7	13,4	10,5	4,8	2,9	1,4	1,7	99,8	33,0	4,6		27,2	0,951
11	7Д**	1562	1567	Центральное поднятие	М-I			0,1	0,6	49,2	17,0	16,1	7,5	3,1	2,1	2,5	98,1	45,8	4,6		29,8	0,909
12	40	1526	1529	Центральное поднятие	М-I		0,0	0,0	0,1	80,7	10,7	5,6	0,6	1,2	0,3	0,3	100,0	18,7	0,6	20,3	20,2	0,703
13	40	1526	1529	Центральное поднятие	М-I			0,0	0,0	80,7	10,9	5,6	0,6	1,1	0,2	0,2	100,0	18,7	0,5	20,2	20,1	0,700
14	40	1526	1529	Центральное поднятие	М-I			0,0	0,0	80,8	10,8	5,6	0,6	1,2	0,2	0,2	100,0	18,6	0,5	20,2	20,1	0,700
15	40	1526	1529	Центральное поднятие	М-I			0,1	0,5	79,4	11,0	5,8	0,7	1,5	0,3	0,4	100,0	20,0	0,9	20,8	20,8	0,720
Среднее по горизонту							0,0	0,0	0,2	80,4	10,8	5,7	0,6	1,3	0,3	0,3	100,1	18,6	0,6		20,3	0,710
16	7*	1567	1577	Центральное поднятие	М-II-5		1,6	0,4	1,7	75,7	12,0	5,0	1,5	0,6	0,4	0,0	100,0	19,5	0,4		20,7	0,931
17	7*	1567	1577	Центральное поднятие	М-II-5		0,4	0,4	1,7	76,4	12,1	5,2	1,5	0,8	0,2	0,2	100,0	19,8	0,4		20,6	0,787
Среднее по горизонту								0,4	1,7	76,1	12,0	5,1	1,5	0,7	0,3	0,1	99,0	19,7	0,4		20,3	0,859
18	17*	1568	1576	Центральное поднятие	М-II-4А		0,1	0,3	4,8	41,9	25,7	25,2	1,0	0,5	0,2	0,3	100,0	52,6	0,5		28,3	0,817
19	79	1708	1718	Центральное поднятие	М-II-4А			0,1	1,3	55,3	16,6	14,1	5,8	2,4	1,5	1,8	98,8	40,4	3,2		27,6	
20	8	1573	1578	Центральное поднятие	М-II-4Б		2,3	0,2	1,8	63,4	13,1	9,8	3,2	1,5	2,4	0,0	100,0	30,0	2,4		24,4	0,863
21	8	1573	1578	Центральное поднятие	М-II-4Б		0,2	0,2	1,8	64,4	13,1	9,8	3,6	1,5	1,4	1,6	100,0	29,4	3,0		24,5	0,838
22	8	1573	1578	Центральное поднятие	М-II-4Б		2,0	0,2	0,3	63,9	15,2	10,6	3,6	1,7	2,4	0,0	100,0	33,5	2,4		25,2	0,924
23	8	1573	1578	Центральное поднятие	М-II-4Б		0,5	0,2	0,3	64,7	15,9	11,5	3,2	1,3	1,0	1,4	100,0	32,9	2,4		24,9	0,863
24	39*	1547	1557	Центральное поднятие	М-II-4Б		0,0	0,0	3,0	84,5	7,1	3,5	0,9	0,5	0,2	0,4	100,0	12,1	0,5		19,2	0,804
25	39	1547	1557	Центральное поднятие	М-II-4Б			0,1	1,1	69,6	11,8	9,4	3,5	1,3	1,1	1,3	99,1	27,1	2,4		23,7	0,857
26	40*	1561	1571	Центральное поднятие	М-II-4Б		0,0	0,0	3,2	80,9	9,1	4,3	1,1	0,6	0,2	0,4	99,9	15,3	0,6		20,0	0,837
Среднее по горизонту								0,2	1,1	65,2	13,8	10,2	3,4	1,5	1,7	0,9	99,0	30,6	2,5		24,2	0,869
27	26	1553,5	1575,7	Центральное поднятие	М-II-4			0,1	2,2	60,9	15,5	9,7	5,2	1,9	1,4	1,8	98,8	33,7	3,2		25,8	0,935
28	26	1553,5	1575,7	Центральное поднятие	М-II-4			0,1	2,2	66,9	11,4	8,2	2,5	1,7	2,4	2,5	97,9	26,3	4,9		24,5	0,923
29	Аксай-1	1569	1592	Юго-Западное поднятие				0,3	2,4	6,0	3,8	19,4	8,9	19,4	9,9	8,9	100,0	61,4	39,8		59,6	

Примечание: * – отбракованная проба

Таблица П. 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (нефть). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на I скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость I скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизми- рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	6	0	0	1	8,5	0	0	1	1	0	0	0	0	1,6	4,0	0,0
2027	0	0	0	7	0	1	0	8,5	0	1	0	0	0	1	1	1	1,8	7,0	50,0
2028	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	1,5	7,0	50,0
2029	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	1,3	7,0	50,0
2030	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	1,2	7,0	50,0
2031	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	1,0	7,0	50,0
2032	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,9	7,0	50,0
2033	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,8	7,0	50,0
2034	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,7	7,0	50,0
2035	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,6	7,0	50,0
2036	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,5	7,0	50,0
2037	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,5	7,0	50,0
2038	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,4	7,0	50,0
2039	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,4	7,0	50,0
2040	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,3	7,0	50,0
2041	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,3	7,0	50,0
2042	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,2	7,0	50,0
2043	0	0	0	7	0	0	0	8,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0,2	7,0	50,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.2 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (нефть). Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,3	0,2	0,5	95,4	58,9	0,100	0,8	0,8	153,1	75,3	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,054	14,289
2027	0,3	0,2	0,5	95,7	59,1	0,100	1,3	1,3	154,4	76,6	75,0	17,4	17,4	1187,7	7,8	0,051	14,339
2028	0,5	0,3	0,8	96,3	59,4	0,101	2,4	2,4	156,8	79,0	78,1	17,3	34,7	638,5	15,4	0,084	14,423
2029	0,5	0,3	0,7	96,7	59,7	0,101	2,4	2,4	159,2	81,4	80,8	17,3	52,0	651,0	22,9	0,074	14,497
2030	0,4	0,3	0,6	97,1	60,0	0,102	2,4	2,4	161,7	83,9	83,2	17,3	69,4	662,5	30,2	0,064	14,561
2031	0,4	0,2	0,5	97,5	60,2	0,102	2,4	2,4	164,1	86,3	85,3	17,3	86,7	672,8	37,3	0,056	14,618
2032	0,3	0,2	0,5	97,8	60,4	0,102	2,4	2,4	166,5	88,7	87,1	17,3	104,0	682,1	44,3	0,049	14,667
2033	0,3	0,2	0,4	98,1	60,5	0,103	2,4	2,4	169,0	91,2	88,7	17,3	121,4	690,5	51,1	0,043	14,710
2034	0,2	0,1	0,4	98,3	60,7	0,103	2,4	2,4	171,4	93,6	90,1	17,3	138,7	698,0	57,8	0,038	14,748
2035	0,2	0,1	0,3	98,5	60,8	0,103	2,4	2,4	173,8	96,0	91,4	17,3	156,1	704,7	64,4	0,033	14,781
2036	0,2	0,1	0,3	98,7	60,9	0,103	2,4	2,4	176,2	98,4	92,4	17,3	173,4	710,7	70,8	0,029	14,810
2037	0,2	0,1	0,3	98,9	61,0	0,104	2,4	2,4	178,7	100,9	93,4	17,3	190,7	716,0	77,1	0,025	14,836
2038	0,1	0,1	0,2	99,0	61,1	0,104	2,4	2,4	181,1	103,3	94,2	17,3	208,1	720,7	83,3	0,022	14,858
2039	0,1	0,1	0,2	99,1	61,2	0,104	2,4	2,4	183,5	105,7	94,9	17,3	225,4	724,9	89,4	0,019	14,877
2040	0,1	0,1	0,2	99,2	61,3	0,104	2,4	2,4	185,9	108,1	95,6	17,3	242,7	728,6	95,4	0,017	14,894
2041	0,1	0,1	0,2	99,3	61,3	0,104	2,4	2,4	188,4	110,6	96,1	17,3	260,1	731,9	101,3	0,015	14,909
2042	0,1	0,1	0,1	99,4	61,4	0,104	2,4	2,4	190,8	113,0	96,6	17,3	277,4	734,8	107,1	0,013	14,922
2043	0,1	0,0	0,1	99,5	61,4	0,104	2,4	2,4	193,2	115,4	97,0	17,3	294,8	737,3	112,7	0,011	14,934

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (газ). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, тыс. м³/сут; т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	1	0	1	1	0	0	19,3	0,3	3,5	0,0
2027	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	15,8	0,2	3,1	0,0
2028	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	12,9	0,2	2,8	0,0
2029	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	10,6	0,1	2,5	0,0
2030	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	8,6	0,1	2,2	0,0
2031	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	7,1	0,1	2,0	0,0
2032	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	5,8	0,1	1,8	0,0
2033	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	4,7	0,1	1,6	0,0
2034	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	3,9	0,1	1,4	0,0
2035	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	3,2	0,0	1,3	0,0
2036	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	2,6	0,0	1,2	0,0
2037	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	2,1	0,0	1,0	0,0
2038	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	1,7	0,0	0,9	0,0
2039	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	0	1,4	0,0	0,8	0,0
2040	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	1	1	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.4 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (газ). Вариант I

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная		
2026	6,700	1,4	1,9	155,327	31,4	0,278	1,2	0,0	21,9	8,1	92,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,3	11,8	0,094
2027	5,480	1,1	1,6	160,807	32,5	0,288	1,1	0,0	23,0	8,1	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,4	11,9	0,096
2028	4,482	0,9	1,3	165,289	33,4	0,296	1,0	0,0	24,0	8,1	94,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,5	12,0	0,096
2029	3,665	0,7	1,1	168,954	34,1	0,303	0,9	0,0	24,8	8,1	94,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,05	6,5	12,1	0,097
2030	2,998	0,6	0,9	171,952	34,7	0,308	0,8	0,0	25,6	8,1	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	6,5	12,2	0,098
2031	2,451	0,5	0,8	174,403	35,2	0,312	0,7	0,0	26,3	8,1	95,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	6,6	12,2	0,098
2032	2,005	0,4	0,6	176,408	35,6	0,316	0,6	0,0	26,9	8,1	95,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	6,6	12,3	0,099
2033	1,640	0,3	0,5	178,048	36,0	0,319	0,6	0,0	27,5	8,1	96,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	6,6	12,3	0,099
2034	1,341	0,3	0,4	179,388	36,2	0,321	0,5	0,0	28,0	8,1	96,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	6,6	12,4	0,099
2035	1,097	0,2	0,3	180,485	36,5	0,323	0,4	0,0	28,4	8,1	96,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,6	12,4	0,099
2036	0,897	0,2	0,3	181,382	36,7	0,325	0,4	0,0	28,8	8,1	97,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2037	0,734	0,1	0,2	182,116	36,8	0,326	0,4	0,0	29,2	8,1	97,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2038	0,600	0,1	0,2	182,715	36,9	0,327	0,3	0,0	29,5	8,1	97,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2039	0,491	0,1	0,2	183,206	37,0	0,328	0,3	0,0	29,8	8,1	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	6,7	12,4	0,100
2040	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100
2041	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100
2042	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100
2043	0,000	-	-	183,206	37,0	0,328	0,0	0,0	29,8	8,1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	6,7	12,4	0,100

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	2	2	0	6	6	0	6,9	47,3	0,0
2027	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	1	1	0	5	5	0	7,3	51,0	0,0
2028	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	4,9	51,0	0,0
2029	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	3,5	45,3	0,0
2030	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	3,2	51,0	0,0
2031	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	2,6	51,0	0,0
2032	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	2,1	51,0	0,0
2033	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	1,7	51,0	0,0
2034	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	1,3	51,0	0,0
2035	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	1,1	51,0	0,0
2036	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,9	51,0	0,0
2037	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,7	51,0	0,0
2038	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,6	51,0	0,0
2039	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,5	51,0	0,0
2040	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,4	51,0	0,0
2041	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,3	51,0	0,0
2042	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,2	51,0	0,0
2043	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	0	0,2	51,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.6 - Характеристика основных технологических показателей II объекта. Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	13,6	3,7	11,5	260,2	71,3	0,264	93,3	93,3	1069,1	1062,4	85,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,060	95,140
2027	9,6	2,6	9,2	269,9	73,9	0,273	67,0	67,0	1136,1	1129,4	85,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,454	96,594
2028	6,4	1,8	6,7	276,3	75,7	0,280	67,0	67,0	1203,1	1196,5	90,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,969	97,563
2029	5,2	1,4	5,8	281,5	77,1	0,285	67,0	67,0	1270,2	1263,5	92,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,781	98,344
2030	4,2	1,1	5,0	285,6	78,3	0,289	67,0	67,0	1337,2	1330,5	93,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,629	98,973
2031	3,4	0,9	4,2	289,0	79,2	0,293	67,0	67,0	1404,2	1397,5	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,507	99,481
2032	2,7	0,7	3,6	291,7	79,9	0,296	67,0	67,0	1471,2	1464,5	96,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,409	99,890
2033	2,2	0,6	3,0	293,9	80,5	0,298	67,0	67,0	1538,2	1531,5	96,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,330	100,220
2034	1,8	0,5	2,5	295,6	81,0	0,300	67,0	67,0	1605,2	1598,5	97,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,267	100,487
2035	1,4	0,4	2,1	297,1	81,4	0,301	67,0	67,0	1672,2	1665,6	97,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,215	100,702
2036	1,2	0,3	1,7	298,2	81,7	0,302	67,0	67,0	1739,3	1732,6	98,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,174	100,876
2037	0,9	0,3	1,4	299,2	82,0	0,303	67,0	67,0	1806,3	1799,6	98,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,141	101,017
2038	0,8	0,2	1,1	299,9	82,2	0,304	67,0	67,0	1873,3	1866,6	98,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,114	101,131
2039	0,6	0,2	0,9	300,5	82,3	0,304	67,0	67,0	1940,3	1933,6	99,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,092	101,224
2040	0,5	0,1	0,8	301,0	82,5	0,305	67,0	67,0	2007,3	2000,6	99,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,075	101,299
2041	0,4	0,1	0,6	301,4	82,6	0,305	67,0	67,0	2074,3	2067,6	99,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,061	101,359
2042	0,3	0,1	0,5	301,8	82,7	0,306	67,0	67,0	2141,3	2134,7	99,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,049	101,409
2043	0,2	0,1	0,3	302,0	82,7	0,306	67,0	67,0	2208,4	2201,7	99,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,030	101,439

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (нефть). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	3	3	0	3	3	3	1,5	20,4	40,3
2027	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,3	20,8	32,9
2028	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,1	21,2	33,4
2029	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,1	21,7	34,0
2030	0	0	0	23	0	1	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,6	20,5	38,4
2031	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,7	20,2	34,1
2032	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,8	20,5	34,7
2033	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,7	20,9	35,2
2034	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,7	21,3	32,2
2035	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,6	21,7	32,7
2036	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,6	22,0	31,4
2037	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,5	22,4	31,9
2038	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,5	22,9	28,6
2039	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	4	4	3	1,5	23,3	29,0
2040	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	1	1	0	3	3	3	1,4	23,7	27,5
2041	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	3	3	3	1,4	24,1	26,0
2042	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	3	3	3	1,3	24,6	26,4
2043	0	0	0	23	0	0	0	39,1	0	0	0	0	0	3	3	3	1,3	25,0	24,8

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.8 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (нефть). Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,6	0,4	0,6	222,0	35,2	0,070	35,0	35,0	1014,7	854,5	92,6	41,9	1247,4	120,0	111,9	0,393	218,186
2027	1,7	0,3	0,4	223,7	35,5	0,071	28,9	28,9	1043,6	883,4	94,0	34,2	1281,6	120,0	112,1	0,263	218,449
2028	1,5	0,2	0,4	225,3	35,7	0,071	29,5	29,5	1073,0	912,9	94,8	34,7	1316,3	120,0	112,3	0,233	218,682
2029	1,5	0,2	0,4	226,8	35,9	0,072	30,1	30,1	1103,1	942,9	94,8	35,4	1351,7	120,0	112,5	0,234	218,916
2030	2,6	0,4	0,6	229,4	36,4	0,073	33,3	33,3	1136,4	976,2	92,1	39,9	1391,7	120,0	112,7	0,397	219,313
2031	3,0	0,5	0,8	232,5	36,8	0,074	35,3	35,3	1171,6	1011,4	91,4	35,5	1427,1	100,0	112,3	0,461	219,774
2032	3,1	0,5	0,8	235,6	37,3	0,075	35,9	35,9	1207,5	1047,3	91,3	36,1	1463,2	100,0	112,0	0,475	220,249
2033	3,0	0,5	0,8	238,7	37,8	0,076	36,5	36,5	1244,0	1083,8	91,7	36,7	1499,9	100,0	111,7	0,461	220,710
2034	3,0	0,5	0,8	241,6	38,3	0,077	37,2	37,2	1281,2	1121,0	92,1	33,5	1533,4	90,0	111,1	0,447	221,157
2035	2,9	0,5	0,7	244,5	38,7	0,077	37,9	37,9	1319,1	1158,9	92,4	34,0	1567,4	90,0	110,5	0,434	221,591
2036	2,8	0,4	0,7	247,3	39,2	0,078	38,5	38,5	1357,6	1197,4	92,8	32,6	1600,0	85,0	109,8	0,422	222,013
2037	2,7	0,4	0,7	250,0	39,6	0,079	39,2	39,2	1396,8	1236,7	93,1	33,1	1633,2	85,0	109,2	0,410	222,422
2038	2,6	0,4	0,7	252,6	40,0	0,080	40,0	40,0	1436,8	1276,6	93,4	29,7	1662,9	75,0	108,3	0,398	222,821
2039	2,6	0,4	0,7	255,2	40,4	0,081	40,7	40,7	1477,5	1317,3	93,7	30,2	1693,0	75,0	107,5	0,387	223,208
2040	2,5	0,4	0,7	257,7	40,8	0,082	41,4	41,4	1518,9	1358,7	94,0	28,6	1721,7	70,0	106,5	0,377	223,585
2041	2,4	0,4	0,6	260,1	41,2	0,082	42,2	42,2	1561,1	1400,9	94,3	27,0	1748,7	65,0	105,5	0,367	223,951
2042	2,4	0,4	0,6	262,5	41,6	0,083	42,9	42,9	1604,0	1443,8	94,5	27,5	1776,2	65,0	104,5	0,357	224,308
2043	2,3	0,4	0,6	264,7	42,0	0,084	43,7	43,7	1647,7	1487,6	94,7	25,8	1801,9	60,0	103,4	0,348	224,656

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (газ). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2030	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2031	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2033	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2034	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2035	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2036	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2037	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2038	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2039	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2040	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	1	1	0	0	0	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2041	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2042	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,0	0,0
2043	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.10 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (газ). Вариант I

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная		
2026	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2027	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2028	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2029	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2030	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2031	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2032	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2033	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2034	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2035	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2036	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2037	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2038	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2039	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2040	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2041	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2042	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2043	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	2	2	0	2	2	0	11,1	26,5	0,0
2027	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	2	2	0	10,5	26,5	0,0
2028	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	2	2	0	10,0	26,5	0,0
2029	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	1	1	0	1	1	0	9,4	26,5	0,0
2030	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	8,9	26,5	0,0
2031	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	8,4	26,5	0,0
2032	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	8,0	26,5	0,0
2033	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	7,6	26,5	0,0
2034	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	7,2	26,5	0,0
2035	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	6,8	26,5	0,0
2036	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	6,4	26,5	0,0
2037	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	6,1	26,5	0,0
2038	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	5,7	26,5	0,0
2039	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	5,4	26,5	0,0
2040	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	5,1	26,5	0,0
2041	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	4,9	26,5	0,0
2042	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	4,6	26,5	0,0
2043	0	0	0	4	0	0	0	6,8	0	0	0	0	0	1	1	0	4,4	26,5	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.12 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	11,0	2,2	2,5	71,4	14,5	0,043	26,1	26,1	125,4	125,1	58,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,110	4,808
2027	7,6	1,5	1,8	79,0	16,0	0,048	19,2	19,2	144,5	144,2	60,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,076	4,884
2028	7,2	1,5	1,7	86,2	17,5	0,052	19,2	19,2	163,7	163,4	62,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,072	4,956
2029	6,8	1,4	1,7	93,0	18,8	0,056	19,2	19,2	182,8	182,5	64,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,068	5,024
2030	6,5	1,3	1,6	99,5	20,1	0,060	19,2	19,2	202,0	201,7	66,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,065	5,089
2031	6,1	1,2	1,5	105,6	21,4	0,064	19,2	19,2	221,1	220,8	68,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,061	5,150
2032	5,8	1,2	1,5	111,4	22,5	0,068	19,2	19,2	240,3	240,0	69,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,058	5,208
2033	5,5	1,1	1,4	116,8	23,7	0,071	19,2	19,2	259,4	259,1	71,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,055	5,262
2034	5,2	1,0	1,4	122,0	24,7	0,074	19,2	19,2	278,6	278,3	73,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,052	5,314
2035	4,9	1,0	1,3	126,9	25,7	0,077	19,2	19,2	297,7	297,4	74,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,049	5,363
2036	4,6	0,9	1,3	131,6	26,6	0,080	19,2	19,2	316,9	316,6	75,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,046	5,409
2037	4,4	0,9	1,2	135,9	27,5	0,082	19,2	19,2	336,0	335,7	77,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,044	5,453
2038	4,2	0,8	1,2	140,1	28,4	0,085	19,2	19,2	355,2	354,9	78,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,042	5,495
2039	3,9	0,8	1,1	144,0	29,2	0,087	19,2	19,2	374,3	374,1	79,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,039	5,534
2040	3,7	0,8	1,1	147,8	29,9	0,090	19,2	19,2	393,5	393,2	80,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,037	5,571
2041	3,5	0,7	1,0	151,3	30,6	0,092	19,2	19,2	412,6	412,4	81,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,035	5,607
2042	3,3	0,7	1,0	154,6	31,3	0,094	19,2	19,2	431,8	431,5	82,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,033	5,640
2043	3,2	0,6	0,9	157,8	31,9	0,096	19,2	19,2	450,9	450,7	83,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,032	5,672

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	5	0	0	1	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	8,0	16,2	0,0
2027	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	7,7	18,5	0,0
2028	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	7,4	18,8	0,0
2029	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	7,4	19,1	0,0
2030	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	7,2	19,4	0,0
2031	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	7,2	19,7	0,0
2032	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	7,0	20,0	0,0
2033	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	6,8	20,3	0,0
2034	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	6,6	20,6	0,0
2035	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	6,4	20,9	0,0
2036	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	6,3	21,3	0,0
2037	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	6,1	21,6	0,0
2038	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	6,0	22,0	0,0
2039	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	5,8	22,3	0,0
2040	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	5,7	22,7	0,0
2041	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	5,5	23,0	0,0
2042	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	5,4	23,4	0,0
2043	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	5,3	23,8	0,0
2044	0	0	0	5	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	4	4	0	5,1	24,1	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.14 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	9,8	4,2	4,7	31,5	13,6	0,041	19,8	19,8	55,8	55,8	50,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,279	0,443
2027	10,7	4,6	5,3	42,1	18,2	0,055	25,6	25,6	81,4	81,4	58,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,305	0,747
2028	10,2	4,4	5,4	52,4	22,7	0,068	26,0	26,0	107,5	107,5	60,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	1,039
2029	10,2	4,4	5,7	62,6	27,1	0,081	26,5	26,5	133,9	133,9	61,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	1,331
2030	10,0	4,3	6,0	72,6	31,4	0,094	26,9	26,9	160,8	160,8	62,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,287	1,618
2031	9,9	4,3	6,3	82,5	35,7	0,107	27,3	27,3	188,1	188,1	63,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,284	1,901
2032	9,7	4,2	6,5	92,2	39,9	0,120	27,7	27,7	215,8	215,8	65,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,276	2,177
2033	9,4	4,1	6,8	101,6	44,0	0,132	28,2	28,2	243,9	243,9	66,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,269	2,446
2034	9,2	4,0	7,1	110,8	48,0	0,144	28,6	28,6	272,5	272,5	67,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,262	2,709
2035	8,9	3,9	7,4	119,7	51,8	0,156	29,0	29,0	301,6	301,6	69,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,255	2,964
2036	8,7	3,8	7,8	128,4	55,6	0,167	29,5	29,5	331,1	331,1	70,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,249	3,213
2037	8,5	3,7	8,3	136,9	59,3	0,178	30,0	30,0	361,1	361,1	71,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,243	3,455
2038	8,3	3,6	8,8	145,2	62,9	0,189	30,5	30,5	391,5	391,5	72,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,236	3,692
2039	8,1	3,5	9,4	153,3	66,4	0,199	30,9	30,9	422,5	422,5	73,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,230	3,922
2040	7,9	3,4	10,1	161,1	69,8	0,209	31,4	31,4	453,9	453,9	75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,225	4,147
2041	7,7	3,3	11,0	168,8	73,1	0,219	31,9	31,9	485,8	485,8	76,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,219	4,366
2042	7,5	3,2	12,0	176,3	76,3	0,229	32,4	32,4	518,3	518,3	77,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,213	4,579
2043	7,3	3,2	13,3	183,6	79,5	0,238	33,0	33,0	551,2	551,2	77,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,208	4,787
2044	7,1	3,1	15,0	190,7	82,5	0,248	33,5	33,5	584,7	584,7	78,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,203	4,991

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	1	17,0	0	0	2	2	0	6	6	0	9,4	20,8	0,0
2027	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	6	6	0	8,7	21,2	0,0
2028	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	6	6	0	8,3	21,4	0,0
2029	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	1	1	0	5	5	0	8,1	21,6	0,0
2030	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	7,8	21,8	0,0
2031	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	7,6	22,0	0,0
2032	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	7,3	22,2	0,0
2033	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	7,1	22,4	0,0
2034	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	6,8	22,6	0,0
2035	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	6,6	22,8	0,0
2036	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	6,3	23,1	0,0
2037	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	6,1	23,3	0,0
2038	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,9	23,5	0,0
2039	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,7	23,7	0,0
2040	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,5	24,0	0,0
2041	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,3	24,2	0,0
2042	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,1	24,5	0,0
2043	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	4,9	24,7	0,0
2044	0	0	0	9	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	5	5	0	4,8	25,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.16 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта. Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	20,7	2,9	3,2	102,9	14,2	0,043	45,9	45,9	181,1	180,9	54,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,388	5,251
2027	18,3	2,5	2,9	121,2	16,7	0,050	44,8	44,8	225,9	225,7	59,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,381	5,631
2028	17,4	2,4	2,9	138,6	19,1	0,057	45,2	45,2	271,1	270,9	61,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,364	5,995
2029	17,0	2,4	2,9	155,6	21,5	0,064	45,6	45,6	316,7	316,5	62,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,360	6,355
2030	16,5	2,3	2,9	172,1	23,7	0,071	46,0	46,0	362,7	362,5	64,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,351	6,706
2031	16,0	2,2	2,9	188,1	25,9	0,078	46,4	46,4	409,2	408,9	65,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,345	7,051
2032	15,4	2,1	2,9	203,6	28,1	0,084	46,9	46,9	456,1	455,8	67,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,334	7,385
2033	14,9	2,1	2,9	218,5	30,1	0,090	47,3	47,3	503,4	503,1	68,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,324	7,709
2034	14,4	2,0	2,8	232,8	32,1	0,096	47,7	47,7	551,1	550,8	69,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,314	8,023
2035	13,8	1,9	2,8	246,7	34,0	0,102	48,2	48,2	599,3	599,0	71,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,304	8,327
2036	13,3	1,8	2,8	260,0	35,9	0,108	48,7	48,7	648,0	647,7	72,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,295	8,622
2037	12,9	1,8	2,8	272,9	37,6	0,113	49,1	49,1	697,1	696,8	73,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,286	8,909
2038	12,4	1,7	2,7	285,3	39,4	0,118	49,6	49,6	746,7	746,4	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,278	9,187
2039	12,0	1,7	2,7	297,3	41,0	0,123	50,1	50,1	796,8	796,5	76,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,270	9,456
2040	11,6	1,6	2,7	308,9	42,6	0,128	50,6	50,6	847,4	847,1	77,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,262	9,718
2041	11,2	1,5	2,7	320,1	44,1	0,132	51,1	51,1	898,4	898,2	78,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,254	9,972
2042	10,8	1,5	2,7	330,9	45,6	0,137	51,6	51,6	950,0	949,8	79,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,247	10,219
2043	10,4	1,4	2,6	341,3	47,1	0,141	52,1	52,1	1002,1	1001,9	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,240	10,459
2044	10,1	1,4	2,6	351,4	48,5	0,145	52,6	52,6	1054,8	1054,5	80,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,233	10,692

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I

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.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	43	0	1	73,1	0	0	8	8	0	11	11	3	5,6	31,8	40,3
2027	0	0	0	44	1	0	74,8	0	1	1	1	0	11	11	4	5,4	32,3	37,2
2028	0	0	0	44	0	0	74,8	0	0	0	0	0	11	11	4	4,2	31,3	37,5
2029	0	0	0	44	0	0	74,8	0	0	1	1	0	10	10	4	3,6	30,2	38,0
2030	0	0	0	45	1	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	3,4	30,4	41,3
2031	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	3,1	30,0	38,1
2032	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,9	30,1	38,5
2033	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,7	30,3	38,9
2034	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,5	30,4	36,7
2035	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,3	30,6	37,0
2036	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,1	30,8	36,0
2037	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,0	30,9	36,4
2038	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	1,9	31,1	33,9
2039	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	1,7	31,3	34,3
2040	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	1	1	0	10	10	4	1,6	31,5	33,1
2041	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	10	10	4	1,6	31,6	32,0
2042	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	10	10	4	1,5	31,8	32,3
2043	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	10	10	4	1,4	32,0	31,1

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.18 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	27,5	1,7	2,7	649,0	39,3	0,096	155,3	155,3	2362,3	2117,4	82,3	41,9	1247,4	2,617	332,422
2027	19,3	1,2	1,9	668,3	40,5	0,099	116,3	116,3	2478,6	2233,7	83,4	51,6	1299,0	1,844	334,266
2028	15,7	0,9	1,6	684,0	41,4	0,101	118,0	118,0	2596,7	2351,7	86,7	52,0	1351,0	1,358	335,625
2029	14,0	0,8	1,4	698,0	42,3	0,103	118,6	118,6	2715,3	2470,4	88,2	52,7	1403,7	1,157	336,781
2030	13,6	0,8	1,4	711,7	43,1	0,105	121,9	121,9	2837,2	2592,2	88,8	57,3	1461,0	1,155	337,936
2031	12,9	0,8	1,4	724,6	43,9	0,107	123,8	123,8	2961,0	2716,1	89,6	52,8	1513,8	1,086	339,022
2032	11,9	0,7	1,3	736,5	44,6	0,109	124,5	124,5	3085,5	2840,6	90,4	53,5	1567,3	0,991	340,013
2033	11,0	0,7	1,2	747,5	45,2	0,111	125,1	125,1	3210,6	2965,7	91,2	54,0	1621,3	0,889	340,902
2034	10,1	0,6	1,1	757,6	45,9	0,112	125,8	125,8	3336,4	3091,5	91,9	50,8	1672,1	0,803	341,706
2035	9,4	0,6	1,1	767,0	46,4	0,114	126,4	126,4	3462,8	3217,9	92,6	51,4	1723,4	0,732	342,437
2036	8,8	0,5	1,0	775,8	47,0	0,115	127,1	127,1	3590,0	3345,0	93,1	50,0	1773,4	0,671	343,108
2037	8,2	0,5	0,9	784,0	47,5	0,116	127,8	127,8	3717,8	3472,9	93,6	50,5	1823,9	0,620	343,728
2038	7,7	0,5	0,9	791,6	47,9	0,117	128,5	128,5	3846,3	3601,4	94,0	47,0	1870,9	0,576	344,305
2039	7,2	0,4	0,8	798,9	48,4	0,118	129,3	129,3	3975,6	3730,7	94,4	47,5	1918,4	0,539	344,843
2040	6,8	0,4	0,8	805,7	48,8	0,119	130,0	130,0	4105,6	3860,7	94,8	46,0	1964,4	0,506	345,349
2041	6,4	0,4	0,8	812,1	49,2	0,120	130,8	130,8	4236,4	3991,5	95,1	44,4	2008,8	0,478	345,827
2042	6,1	0,4	0,7	818,2	49,5	0,121	131,5	131,5	4367,9	4123,0	95,4	44,8	2053,6	0,453	346,279
2043	5,7	0,3	0,7	823,9	49,9	0,122	132,3	132,3	4500,3	4255,3	95,7	43,1	2096,7	0,421	346,700

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (нефть). Вариант I

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.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	48	0	2	81,6	0	0	8	8	0	15	15	3	6,1	28,7	40,3
2027	0	0	0	49	1	0	83,3	0	1	1	1	0	15	15	4	6,0	28,4	37,2
2028	0	0	0	49	0	0	83,3	0	0	0	0	0	15	15	4	5,0	27,9	37,5
2029	0	0	0	49	0	0	83,3	0	0	1	1	0	14	14	4	4,6	27,3	38,0
2030	0	0	0	50	1	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	4,4	27,6	41,3
2031	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	4,1	27,4	38,1
2032	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	3,9	27,6	38,5
2033	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	3,7	27,8	38,9
2034	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	3,5	28,0	36,7
2035	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	3,3	28,2	37,0
2036	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	3,2	28,4	36,0
2037	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	3,0	28,6	36,4
2038	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	2,9	28,8	33,9
2039	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	15	15	4	2,8	29,0	34,3
2040	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	1	1	0	14	14	4	2,7	29,3	33,1
2041	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	14	14	4	2,6	29,5	32,0
2042	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	14	14	4	2,5	29,7	32,3
2043	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	14	14	4	2,4	29,9	31,1
2044	0	0	0	50	0	0	85,0	0	0	0	0	0	14	14	4	2,3	30,2	31,4

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.20 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (нефть). Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	37,3	2,0	3,0	680,5	36,1	0,091	175,1	175,1	2418,1	2173,2	78,7	41,9	1247,4	2,895	332,865
2027	30,0	1,6	2,5	710,5	37,7	0,095	142,0	142,0	2560,0	2315,1	78,9	51,6	1299,0	2,149	335,013
2028	25,9	1,4	2,2	736,4	39,1	0,098	144,1	144,1	2704,1	2459,2	82,0	52,0	1351,0	1,650	336,663
2029	24,2	1,3	2,1	760,6	40,4	0,101	145,1	145,1	2849,2	2604,3	83,3	52,7	1403,7	1,449	338,113
2030	23,7	1,3	2,1	784,3	41,7	0,104	148,7	148,7	2997,9	2753,0	84,1	57,3	1461,0	1,441	339,554
2031	22,8	1,2	2,1	807,1	42,9	0,107	151,1	151,1	3149,1	2904,2	84,9	52,8	1513,8	1,370	340,923
2032	21,6	1,1	2,0	828,7	44,0	0,110	152,2	152,2	3301,3	3056,3	85,8	53,5	1567,3	1,267	342,191
2033	20,4	1,1	1,9	849,1	45,1	0,113	153,3	153,3	3454,5	3209,6	86,7	54,0	1621,3	1,158	343,349
2034	19,3	1,0	1,9	868,4	46,1	0,116	154,4	154,4	3608,9	3364,0	87,5	50,8	1672,1	1,065	344,414
2035	18,3	1,0	1,8	886,7	47,1	0,118	155,5	155,5	3764,4	3519,5	88,2	51,4	1723,4	0,987	345,401
2036	17,5	0,9	1,8	904,2	48,0	0,120	156,6	156,6	3921,1	3676,1	88,8	50,0	1773,4	0,920	346,321
2037	16,7	0,9	1,7	920,9	48,9	0,122	157,8	157,8	4078,9	3833,9	89,4	50,5	1823,9	0,862	347,184
2038	16,0	0,8	1,7	936,8	49,8	0,125	159,0	159,0	4237,9	3992,9	90,0	47,0	1870,9	0,813	347,996
2039	15,3	0,8	1,6	952,1	50,6	0,127	160,2	160,2	4398,1	4153,1	90,5	47,5	1918,4	0,769	348,765
2040	14,7	0,8	1,6	966,8	51,3	0,129	161,4	161,4	4559,5	4314,6	90,9	46,0	1964,4	0,731	349,496
2041	14,1	0,7	1,5	980,9	52,1	0,130	162,7	162,7	4722,2	4477,3	91,3	44,4	2008,8	0,697	350,192
2042	13,6	0,7	1,5	994,5	52,8	0,132	164,0	164,0	4886,2	4641,3	91,7	44,8	2053,6	0,666	350,859
2043	13,0	0,7	1,5	1007,5	53,5	0,134	165,3	165,3	5051,5	4806,6	92,1	43,1	2096,7	0,629	351,488
2044	12,6	0,7	1,4	1020,2	54,2	0,136	166,6	166,6	5218,1	4973,2	92,4	43,5	2140,2	0,620	352,108

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант I

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.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	1	0	1	2	1	0	9,7	0,1	1,7	0,0
2027	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	7,9	0,1	1,6	0,0
2028	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	6,5	0,1	1,4	0,0
2029	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	5,3	0,1	1,3	0,0
2030	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	4,3	0,1	1,1	0,0
2031	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	3,5	0,0	1,0	0,0
2032	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	2,9	0,0	0,9	0,0
2033	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	2,4	0,0	0,8	0,0
2034	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,9	0,0	0,7	0,0
2035	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,6	0,0	0,6	0,0
2036	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,3	0,0	0,6	0,0
2037	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,1	0,0	0,5	0,0
2038	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	0,9	0,0	0,5	0,0
2039	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	0,7	0,0	0,4	0,0
2040	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	2	2	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.22 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант I

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная		
2026	6,700	1,2	1,9	231,267	40,5	0,353	1,2	0,0	37,6	23,8	92,8	0,0	0,0	0,1	14,3	23,8	0,182
2027	5,480	1,0	1,6	236,747	41,4	0,361	1,1	0,0	38,7	23,8	93,4	0,0	0,0	0,1	14,4	23,9	0,183
2028	4,482	0,8	1,3	241,228	42,2	0,368	1,0	0,0	39,6	23,8	94,0	0,0	0,0	0,1	14,4	24,0	0,183
2029	3,665	0,6	1,1	244,893	42,8	0,374	0,9	0,0	40,5	23,8	94,5	0,0	0,0	0,0	14,5	24,1	0,184
2030	2,998	0,5	0,9	247,891	43,4	0,378	0,8	0,0	41,3	23,8	95,0	0,0	0,0	0,0	14,5	24,1	0,184
2031	2,451	0,4	0,8	250,342	43,8	0,382	0,7	0,0	42,0	23,8	95,4	0,0	0,0	0,0	14,5	24,2	0,185
2032	2,005	0,4	0,6	252,347	44,1	0,385	0,6	0,0	42,6	23,8	95,8	0,0	0,0	0,0	14,6	24,2	0,185
2033	1,640	0,3	0,5	253,987	44,4	0,387	0,6	0,0	43,2	23,8	96,2	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,185
2034	1,341	0,2	0,4	255,328	44,7	0,389	0,5	0,0	43,7	23,8	96,5	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,186
2035	1,097	0,2	0,3	256,424	44,9	0,391	0,4	0,0	44,1	23,8	96,8	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,186
2036	0,897	0,2	0,3	257,321	45,0	0,392	0,4	0,0	44,5	23,8	97,1	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,186
2037	0,734	0,1	0,2	258,055	45,1	0,394	0,4	0,0	44,9	23,8	97,3	0,0	0,0	0,0	14,6	24,4	0,186
2038	0,600	0,1	0,2	258,655	45,3	0,395	0,3	0,0	45,2	23,8	97,6	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2039	0,491	0,1	0,2	259,145	45,3	0,395	0,3	0,0	45,5	23,8	97,8	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2040	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2041	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2042	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2043	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2044	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.23 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (нефть). Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на I скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость I скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	6	0	0	1	10,2	0	0	1	1	0	1	1	0	5,8	10,7	0,0
2027	0	0	0	6	0	1	0	10,2	0	1	0	0	0	2	2	1	6,9	15,4	50,0
2028	0	0	0	6	0	0	0	10,2	0	0	0	0	0	2	2	1	4,9	13,4	50,0
2029	1	1	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	5,1	17,6	50,0
2030	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	5,6	20,4	50,0
2031	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	5,1	20,4	50,0
2032	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	4,7	20,4	50,0
2033	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	4,3	20,4	50,0
2034	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	4,0	20,4	50,0
2035	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,7	20,4	50,0
2036	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,4	20,4	50,0
2037	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,2	20,4	50,0
2038	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	3,0	20,4	50,0
2039	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,8	20,4	50,0
2040	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,6	20,4	50,0
2041	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,5	20,4	50,0
2042	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,3	20,4	50,0
2043	0	0	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	3	3	1	2,2	20,4	50,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.34 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (нефть). Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,2	1,3	3,2	97,2	60,0	0,102	4,0	4,0	156,3	78,5	46,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,341	14,576
2027	3,8	2,3	5,8	101,0	62,3	0,106	8,4	8,4	164,6	86,8	55,0	17,4	17,4	159,4	7,4	0,595	15,171
2028	3,4	2,1	5,6	104,4	64,5	0,109	9,5	9,5	174,1	96,3	63,8	17,3	34,7	148,0	14,0	0,544	15,715
2029	4,5	2,8	7,9	109,0	67,3	0,114	15,7	15,7	189,8	112,0	71,1	17,3	52,0	94,0	19,6	0,718	16,433
2030	6,1	3,7	11,4	115,0	71,0	0,120	21,9	21,9	211,8	134,0	72,4	17,3	69,4	68,0	23,8	0,957	17,389
2031	5,5	3,4	11,7	120,5	74,4	0,126	21,9	21,9	233,7	155,9	74,9	17,3	86,7	69,1	27,4	0,869	18,258
2032	5,0	3,1	12,1	125,5	77,5	0,131	21,9	21,9	255,6	177,8	77,1	17,3	104,0	70,2	30,5	0,793	19,051
2033	4,6	2,8	12,6	130,1	80,3	0,136	21,9	21,9	277,5	199,7	79,0	17,3	121,4	71,1	33,2	0,729	19,780
2034	4,3	2,6	13,3	134,4	83,0	0,141	21,9	21,9	299,4	221,6	80,6	17,3	138,7	72,0	35,6	0,672	20,452
2035	3,9	2,4	14,3	138,3	85,4	0,145	21,9	21,9	321,4	243,6	82,0	17,3	156,1	72,7	37,7	0,623	21,075
2036	3,7	2,3	15,5	142,0	87,6	0,149	21,9	21,9	343,3	265,5	83,3	17,3	173,4	73,4	39,7	0,579	21,654
2037	3,4	2,1	17,1	145,4	89,8	0,152	21,9	21,9	365,2	287,4	84,4	17,3	190,7	74,0	41,4	0,541	22,195
2038	3,2	2,0	19,3	148,6	91,7	0,156	21,9	21,9	387,1	309,3	85,4	17,3	208,1	74,6	43,0	0,506	22,701
2039	3,0	1,9	22,4	151,6	93,6	0,159	21,9	21,9	409,0	331,2	86,3	17,3	225,4	75,1	44,5	0,475	23,176
2040	2,8	1,7	27,2	154,4	95,3	0,162	21,9	21,9	431,0	353,2	87,1	17,3	242,7	75,5	45,8	0,447	23,623
2041	2,7	1,6	35,2	157,1	97,0	0,164	21,9	21,9	452,9	375,1	87,9	17,3	260,1	75,9	47,1	0,421	24,044
2042	2,5	1,6	51,2	159,6	98,5	0,167	21,9	21,9	474,8	397,0	88,5	17,3	277,4	76,3	48,2	0,397	24,441
2043	2,4	1,5	99,2	162,0	100,0	0,170	21,9	21,9	496,7	418,9	89,2	17,3	294,8	76,7	49,3	0,375	24,816

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.25 - Характеристика основного фонда скважин I объекта (газ). Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, тыс. м3/сут; т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	1	0	1	19,3	0,3	3,5	0,0
2027	0	0	0	12	0	0	3	18,7	0	1	0	0	0	4	0	2	41,9	0,5	1,6	57,7
2028	0	0	0	15	0	0	3	23,8	0	0	0	0	0	7	0	2	32,2	0,4	1,4	58,0
2029	0	0	0	18	2	0	1	28,9	0	0	0	0	0	10	0	2	24,2	0,3	1,3	58,2
2030	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	1	1	0	9	0	2	17,2	0,2	1,3	61,2
2031	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	9	0	2	11,4	0,1	1,3	63,5
2032	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	1	1	0	8	0	2	7,6	0,1	1,4	56,3
2033	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	8	0	2	5,4	0,1	1,4	30,3
2034	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	2	2	0	6	0	2	3,7	0,0	1,4	23,0
2035	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	6	0	2	2,7	0,0	1,4	10,7
2036	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	2	2	0	4	0	2	1,9	0,0	1,5	8,9
2037	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	4	0	2	2,1	0,0	1,0	2,0
2038	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	2	2	0	2	0	2	1,7	0,0	0,9	1,7
2039	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	1	1	0	1	0	2	1,4	0,0	0,8	1,4
2040	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	1	1	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	18	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.26 - Характеристика основных технологических показателей I объекта (газ). Вариант III

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная		
2026	6,700	1,4	1,9	155,327	31,4	0,278	1,2	0,0	21,9	8,1	92,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,3	11,8	0,094
2027	50,767	10,3	15,0	206,094	41,6	0,369	2,0	0,0	23,9	8,1	67,0	29,5	29,5	70,0	15,9	0,7	7,0	13,0	0,104
2028	60,251	12,2	20,9	266,345	53,8	0,477	2,6	0,0	26,5	8,1	70,4	40,2	69,7	80,0	29,5	0,8	7,8	14,5	0,116
2029	68,342	13,8	29,9	334,687	67,6	0,600	3,7	0,0	30,2	8,1	75,8	40,4	110,1	70,0	37,5	0,9	8,7	16,1	0,129
2030	61,426	12,4	38,3	396,113	80,0	0,710	4,6	0,0	34,8	8,1	82,6	42,4	152,5	80,0	44,0	0,8	9,5	17,6	0,141
2031	40,687	8,2	41,2	436,800	88,3	0,783	4,7	0,0	39,5	8,1	88,8	44,1	196,6	120,0	51,2	0,5	10,0	18,6	0,149
2032	27,026	5,5	46,5	463,826	93,7	0,831	4,9	0,0	44,4	8,1	92,8	39,1	235,6	150,0	57,5	0,4	10,3	19,2	0,154
2033	13,557	2,7	43,6	477,382	96,5	0,855	3,5	0,0	47,9	8,1	94,9	21,0	256,6	150,0	60,6	0,2	10,5	19,6	0,157
2034	9,139	1,8	52,2	486,522	98,3	0,872	3,6	0,0	51,4	8,1	96,7	15,9	272,6	150,0	62,8	0,1	10,6	19,8	0,159
2035	3,854	0,8	46,0	490,376	99,1	0,879	2,0	0,0	53,5	8,1	97,5	7,5	280,0	150,0	63,8	0,1	10,7	19,9	0,160
2036	2,701	0,5	59,7	493,077	99,6	0,883	2,1	0,0	55,5	8,1	98,3	6,1	286,2	150,0	64,5	0,04	10,7	19,9	0,160
2037	0,734	0,1	40,2	493,811	99,8	0,885	0,4	0,0	55,9	8,1	97,3	1,4	287,5	150,0	64,7	0,01	10,7	20,0	0,160
2038	0,600	0,1	55,1	494,411	99,9	0,886	0,3	0,0	56,2	8,1	97,6	1,2	288,7	150,0	64,9	0,01	10,7	20,0	0,160
2039	0,491	0,1	100,0	494,901	100,0	0,887	0,3	0,0	56,5	8,1	97,8	1,0	289,7	150,0	65,0	0,01	10,7	20,0	0,160
2040	0,000	-	-	494,901	100,0	0,887	0,0	0,0	56,5	8,1	-	0,0	289,7	150,0	65,0	0,00	10,7	20,0	0,160
2041	0,000	-	-	494,901	100,0	0,887	0,0	0,0	56,5	8,1	-	0,0	289,7	150,0	65,0	0,00	10,7	20,0	0,160
2042	0,000	-	-	494,901	100,0	0,887	0,0	0,0	56,5	8,1	-	0,0	289,7	150,0	65,0	0,00	10,7	20,0	0,160
2043	0,000	-	-	494,901	100,0	0,887	0,0	0,0	56,5	8,1	-	0,0	289,7	150,0	65,0	0,00	10,7	20,0	0,160

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.27 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	2	2	0	6	6	0	6,9	47,3	0,0
2027	0	0	0	12	0	0	0	20,4	1	0	1	1	0	5	5	1	7,3	51,0	150,0
2028	0	0	0	12	0	0	0	20,4	0	0	0	0	0	5	5	1	4,9	51,0	150,0
2029	1	1	0	13	0	0	0	22,1	0	0	1	1	0	5	5	1	4,2	43,8	150,0
2030	1	1	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	4,9	44,4	150,0
2031	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	4,5	43,9	150,0
2032	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	4,0	43,9	150,0
2033	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	3,6	43,9	150,0
2034	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	3,3	43,9	150,0
2035	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	3,0	43,9	150,0
2036	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	2,7	43,9	150,0
2037	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	2,5	43,9	150,0
2038	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	2,3	43,9	150,0
2039	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	2,2	43,9	150,0
2040	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	2,0	43,9	150,0
2041	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	1,9	43,9	150,0
2042	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	1,8	43,9	150,0
2043	0	0	0	14	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	6	6	1	1,6	44,2	150,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.28 - Характеристика основных технологических показателей II объекта. Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	13,6	3,7	11,5	260,2	71,3	0,264	93,3	93,3	1069,1	1062,4	85,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,060	95,140
2027	9,6	2,6	9,2	269,9	73,9	0,273	67,0	67,0	1136,1	1129,4	85,6	24,6	24,6	35,3	2,0	1,454	96,594
2028	6,4	1,8	6,7	276,3	75,7	0,280	67,0	67,0	1203,1	1196,5	90,4	52,0	76,7	76,9	5,8	0,969	97,563
2029	6,9	1,9	7,8	283,2	77,6	0,287	72,7	72,7	1275,8	1269,1	90,5	52,0	128,7	70,9	9,2	1,043	98,606
2030	9,7	2,6	11,8	292,8	80,2	0,297	87,3	87,3	1363,1	1356,4	88,9	52,0	180,7	58,5	12,2	1,457	100,063
2031	9,1	2,5	12,6	301,9	82,7	0,306	89,5	89,5	1452,6	1445,9	89,8	52,0	232,7	57,3	14,8	1,374	101,437
2032	8,2	2,2	13,0	310,1	85,0	0,314	89,5	89,5	1542,1	1535,5	90,9	52,0	284,7	57,7	17,1	1,233	102,671
2033	7,4	2,0	13,4	317,5	87,0	0,322	89,5	89,5	1631,7	1625,0	91,8	52,0	336,7	58,1	19,2	1,113	103,784
2034	6,7	1,8	14,1	324,2	88,8	0,328	89,5	89,5	1721,2	1714,5	92,5	52,0	388,7	58,4	21,1	1,011	104,795
2035	6,1	1,7	15,0	330,3	90,5	0,335	89,5	89,5	1810,7	1804,1	93,2	52,0	440,7	58,6	22,8	0,923	105,718
2036	5,6	1,5	16,2	335,9	92,0	0,340	89,5	89,5	1900,3	1893,6	93,7	52,0	492,8	58,8	24,4	0,847	106,565
2037	5,2	1,4	17,8	341,1	93,4	0,346	89,5	89,5	1989,8	1983,1	94,2	52,0	544,8	59,0	25,8	0,780	107,346
2038	4,8	1,3	20,0	345,9	94,8	0,350	89,5	89,5	2079,3	2072,6	94,7	52,0	596,8	59,2	27,1	0,722	108,068
2039	4,4	1,2	23,2	350,3	96,0	0,355	89,5	89,5	2168,9	2162,2	95,0	52,0	648,8	59,4	28,4	0,670	108,738
2040	4,1	1,1	28,1	354,4	97,1	0,359	89,5	89,5	2258,4	2251,7	95,4	52,0	700,8	59,5	29,5	0,624	109,362
2041	3,9	1,1	36,5	358,3	98,2	0,363	89,5	89,5	2347,9	2341,2	95,7	52,0	752,8	59,6	30,6	0,583	109,945
2042	3,6	1,0	53,9	361,9	99,2	0,367	89,5	89,5	2437,5	2430,8	96,0	52,0	804,8	59,7	31,6	0,546	110,491
2043	3,1	0,9	100,0	365,0	100,0	0,370	87,8	87,8	2525,3	2518,6	96,5	52,0	856,8	61,1	32,5	0,469	110,960

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.29 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (нефть). Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	3	3	0	3	3	3	1,5	20,4	150,9
2027	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,3	20,8	150,8
2028	0	0	0	22	0	0	0	37,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,1	21,2	150,6
2029	1	1	0	23	0	0	0	39,1	0	0	1	1	0	3	3	3	2,4	21,4	150,1
2030	2	2	0	26	0	1	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	4,4	20,5	152,0
2031	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	4,7	20,9	154,0
2032	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	4,4	21,9	158,9
2033	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	4,1	22,9	156,3
2034	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	3,8	24,1	151,7
2035	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	3,5	25,3	151,2
2036	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	3,3	26,6	158,3
2037	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	3,0	28,1	145,9
2038	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	2,8	29,6	152,6
2039	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	6	6	3	2,6	31,3	159,9
2040	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	1	1	0	5	5	3	2,5	33,1	147,0
2041	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	5	5	3	2,3	35,0	143,6
2042	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	5	5	3	2,1	37,1	151,4
2043	0	0	0	26	0	0	0	44,2	0	0	0	0	0	5	5	3	2,0	39,4	123,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.30 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (нефть). Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,6	0,4	0,6	222,0	35,2	0,070	35,0	35,0	1014,7	854,5	92,6	120,4	1326,0	345,0	118,9	0,393	218,186
2027	1,7	0,3	0,4	223,7	35,5	0,071	28,9	28,9	1043,6	883,4	94,0	120,3	1446,3	422,0	126,5	0,263	218,449
2028	1,5	0,2	0,4	225,3	35,7	0,071	29,5	29,5	1073,0	912,9	94,8	120,0	1566,3	415,0	133,6	0,233	218,682
2029	3,7	0,6	0,9	229,0	36,3	0,073	34,0	34,0	1107,0	946,9	89,0	119,9	1686,2	345,0	139,7	0,567	219,248
2030	10,5	1,7	2,6	239,5	38,0	0,076	48,6	48,6	1155,6	995,5	78,5	133,2	1819,4	250,0	144,4	1,584	220,832
2031	13,1	2,1	3,3	252,6	40,0	0,080	58,3	58,3	1213,9	1053,7	77,5	134,9	1954,3	210,0	147,6	1,984	222,816
2032	12,3	1,9	3,3	264,9	42,0	0,084	61,0	61,0	1274,9	1114,7	79,8	139,2	2093,5	210,0	150,5	1,862	224,678
2033	11,4	1,8	3,1	276,3	43,8	0,087	64,0	64,0	1338,9	1178,7	82,2	136,9	2230,5	200,0	152,9	1,725	226,403
2034	10,6	1,7	3,0	286,9	45,5	0,091	67,2	67,2	1406,0	1245,9	84,3	127,6	2358,0	180,0	154,1	1,599	228,002
2035	9,8	1,6	2,8	296,7	47,0	0,094	70,6	70,6	1476,6	1316,4	86,1	132,4	2490,5	180,0	155,3	1,484	229,485
2036	9,1	1,4	2,7	305,8	48,5	0,097	74,3	74,3	1550,9	1390,7	87,7	137,9	2628,3	180,0	156,4	1,378	230,863
2037	8,5	1,3	2,6	314,2	49,8	0,099	78,3	78,3	1629,1	1469,0	89,2	127,8	2756,2	160,0	156,6	1,281	232,144
2038	7,9	1,2	2,5	322,1	51,0	0,102	82,6	82,6	1711,7	1551,5	90,5	133,7	2889,9	160,0	156,7	1,192	233,336
2039	7,3	1,2	2,4	329,4	52,2	0,104	87,2	87,2	1798,9	1638,7	91,6	140,1	3030,0	160,0	156,9	1,111	234,447
2040	6,8	1,1	2,3	336,3	53,3	0,106	92,2	92,2	1891,1	1731,0	92,6	128,8	3158,7	140,0	156,1	1,036	235,483
2041	6,4	1,0	2,2	342,7	54,3	0,109	97,7	97,7	1988,8	1828,6	93,5	125,8	3284,6	130,0	154,9	0,967	236,450
2042	6,0	0,9	2,1	348,6	55,3	0,110	103,5	103,5	2092,3	1932,2	94,2	132,7	3417,2	130,0	153,8	0,904	237,354
2043	5,6	0,9	2,0	354,2	56,1	0,112	109,9	109,9	2202,2	2042,0	94,9	107,8	3525,0	100,0	151,3	0,846	238,201

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.31 - Характеристика основного фонда скважин III объекта (газ). Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2030	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2031	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2033	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2034	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2035	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2036	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2037	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2038	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2039	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2040	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	1	1	0	0	0	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2041	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2042	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,00	0,0	0,0
2043	0	0	0	3	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,00	0,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.32 - Характеристика основных технологических показателей III объекта (газ). Вариант III

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная		
2026	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2027	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2028	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2029	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2030	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2031	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2032	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2033	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2034	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2035	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2036	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2037	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2038	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2039	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2040	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2041	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2042	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676
2043	0,000	-	-	75,939	98,6	0,779	0,0	0,0	15,7	15,7	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	124,6	0,676

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.33 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	2	2	0	6	0	0	0	10,2	0	0	2	2	0	4	4	0	11,2	22,2	0,0
2027	1	1	0	7	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	10,5	20,3	0,0
2028	1	1	0	8	0	0	0	13,6	0	0	0	0	0	6	6	0	9,9	21,5	0,0
2029	1	1	0	9	0	0	0	15,3	1	0	1	1	0	6	6	1	9,6	22,9	67,2
2030	1	1	0	10	0	0	0	17,0	0	1	0	0	0	7	7	2	10,3	24,8	72,4
2031	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	10,4	25,9	76,9
2032	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	10,1	26,6	72,4
2033	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,8	27,3	73,9
2034	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,5	28,1	69,2
2035	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,3	29,0	70,8
2036	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	9,0	29,8	65,9
2037	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,8	30,8	67,5
2038	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,6	31,7	69,3
2039	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,4	32,8	71,2
2040	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,2	33,9	73,2
2041	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	8,0	35,0	75,3
2042	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	7,8	36,3	77,6
2043	0	0	0	10	0	0	0	17,0	0	0	0	0	0	7	7	2	7,6	37,6	80,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.34 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории КГМ). Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	15,6	3,2	3,6	76,1	15,4	0,046	31,0	31,0	130,3	130,0	49,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,156	4,854
2027	16,8	3,4	4,0	92,8	18,8	0,056	32,3	32,3	162,6	162,3	48,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,168	5,022
2028	18,3	3,7	4,6	111,1	22,5	0,067	39,6	39,6	202,2	201,9	53,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,183	5,205
2029	20,9	4,2	5,5	132,1	26,7	0,080	50,0	50,0	252,2	252,0	58,2	11,0	11,0	20,0	3,8	0,209	5,414
2030	27,9	5,6	7,7	159,9	32,4	0,097	67,2	67,2	319,4	319,2	58,5	37,0	48,0	50,0	13,3	0,279	5,693
2031	30,1	6,1	9,0	190,0	38,5	0,115	74,8	74,8	394,2	394,0	59,8	53,3	101,4	65,0	22,8	0,301	5,994
2032	29,2	5,9	9,6	219,2	44,4	0,133	76,9	76,9	471,1	470,8	62,0	50,2	151,5	60,0	28,7	0,292	6,286
2033	28,4	5,7	10,3	247,6	50,1	0,150	79,0	79,0	550,1	549,8	64,1	51,2	202,8	60,0	33,1	0,284	6,570
2034	27,6	5,6	11,2	275,2	55,7	0,167	81,3	81,3	631,4	631,1	66,1	48,0	250,7	55,0	35,8	0,276	6,846
2035	26,8	5,4	12,3	302,1	61,1	0,183	83,7	83,7	715,1	714,8	67,9	49,1	299,8	55,0	38,0	0,268	7,114
2036	26,1	5,3	13,6	328,2	66,4	0,199	86,2	86,2	801,3	801,1	69,7	45,7	345,5	50,0	39,2	0,261	7,376
2037	25,5	5,2	15,4	353,7	71,6	0,215	88,9	88,9	890,3	890,0	71,4	46,8	392,3	50,0	40,3	0,255	7,630
2038	24,8	5,0	17,7	378,5	76,6	0,230	91,8	91,8	982,1	981,8	73,0	48,0	440,3	50,0	41,1	0,248	7,879
2039	24,2	4,9	21,0	402,7	81,5	0,244	94,8	94,8	1076,8	1076,6	74,5	49,4	489,7	50,0	41,9	0,242	8,121
2040	23,6	4,8	25,9	426,3	86,3	0,259	98,0	98,0	1174,8	1174,5	75,9	50,7	540,4	50,0	42,5	0,236	8,357
2041	23,1	4,7	34,1	449,4	91,0	0,273	101,3	101,3	1276,1	1275,8	77,2	52,2	592,7	50,0	43,1	0,231	8,588
2042	22,6	4,6	50,6	472,0	95,5	0,286	104,9	104,9	1381,0	1380,7	78,5	53,8	646,5	50,0	43,6	0,226	8,814
2043	22,1	4,5	100,0	494,0	100,0	0,300	108,6	108,6	1489,6	1489,3	79,7	55,5	701,9	50,0	44,0	0,221	9,034

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.35 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	6	0	0	1	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	8,1	16,7	0,0
2027	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,9	18,9	0,0
2028	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,6	19,1	0,0
2029	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,5	19,4	0,0
2030	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,3	19,7	0,0
2031	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,2	20,0	0,0
2032	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	7,0	20,3	0,0
2033	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,8	20,6	0,0
2034	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,6	20,9	0,0
2035	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,4	21,2	0,0
2036	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,2	21,5	0,0
2037	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	6,0	21,8	0,0
2038	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,9	22,1	0,0
2039	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,7	22,4	0,0
2040	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,5	22,8	0,0
2041	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,4	23,1	0,0
2042	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,2	23,5	0,0
2043	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	5,1	23,8	0,0
2044	0	0	0	6	0	0	0	11,9	0	0	0	0	0	5	5	0	4,9	24,2	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.36 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта (по контрактной территории НК). Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	11,4	4,9	5,5	33,1	14,3	0,043	23,5	23,5	59,5	59,5	51,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,326	0,490
2027	13,7	5,9	6,9	46,8	20,3	0,061	32,7	32,7	92,2	92,2	58,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,391	0,881
2028	13,1	5,7	7,1	59,9	25,9	0,078	33,2	33,2	125,4	125,4	60,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,374	1,255
2029	13,0	5,6	7,6	72,9	31,6	0,095	33,7	33,7	159,0	159,0	61,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,372	1,627
2030	12,7	5,5	8,0	85,6	37,1	0,111	34,2	34,2	193,2	193,2	62,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,362	1,989
2031	12,5	5,4	8,6	98,1	42,5	0,127	34,7	34,7	227,9	227,9	64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,356	2,346
2032	12,1	5,2	9,1	110,2	47,7	0,143	35,2	35,2	263,0	263,0	65,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,346	2,691
2033	11,8	5,1	9,7	122,0	52,8	0,158	35,7	35,7	298,7	298,7	67,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,336	3,027
2034	11,4	4,9	10,5	133,4	57,7	0,173	36,2	36,2	334,9	334,9	68,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,326	3,353
2035	11,1	4,8	11,4	144,4	62,5	0,188	36,7	36,7	371,6	371,6	69,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,317	3,670
2036	10,8	4,7	12,4	155,2	67,2	0,202	37,2	37,2	408,8	408,8	71,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,308	3,977
2037	10,5	4,5	13,8	165,7	71,7	0,215	37,8	37,8	446,6	446,6	72,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,299	4,276
2038	10,2	4,4	15,5	175,8	76,1	0,228	38,3	38,3	485,0	485,0	73,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,290	4,566
2039	9,9	4,3	17,9	185,7	80,4	0,241	38,9	38,9	523,9	523,9	74,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,282	4,848
2040	9,6	4,2	21,2	195,3	84,5	0,254	39,5	39,5	563,4	563,4	75,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,274	5,122
2041	9,3	4,0	26,1	204,6	88,6	0,266	40,1	40,1	603,4	603,4	76,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,266	5,389
2042	9,1	3,9	34,3	213,7	92,5	0,277	40,7	40,7	644,1	644,1	77,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,259	5,647
2043	8,8	3,8	50,8	222,5	96,3	0,289	41,3	41,3	685,4	685,4	78,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,252	5,899
2044	8,6	3,7	100,0	231,0	100,0	0,300	41,9	41,9	727,2	727,2	79,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,245	6,144

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.37 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	12	0	0	1	22,1	0	0	2	2	0	9	9	0	9,6	19,5	0,0
2027	1	1	0	13	0	0	0	23,8	0	0	0	0	0	10	10	0	9,1	19,5	0,0
2028	1	1	0	14	0	0	0	25,5	0	0	0	0	0	11	11	0	8,8	20,4	0,0
2029	1	1	0	15	0	0	0	27,2	1	0	1	1	0	11	11	1	8,6	21,3	67,2
2030	1	1	0	16	0	0	0	28,9	0	1	0	0	0	12	12	2	9,1	22,8	72,4
2031	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	9,2	23,7	76,9
2032	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,9	24,2	72,4
2033	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,7	24,8	73,9
2034	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,4	25,4	69,2
2035	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,2	26,0	70,8
2036	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	8,0	26,7	65,9
2037	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,8	27,4	67,5
2038	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,6	28,1	69,3
2039	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,4	28,9	71,2
2040	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,2	29,7	73,2
2041	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	7,0	30,6	75,3
2042	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	6,8	31,5	77,6
2043	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	6,7	32,4	80,0
2044	0	0	0	16	0	0	0	28,9	0	0	0	0	0	12	12	2	6,5	33,4	82,6

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.38 - Характеристика основных технологических показателей IV объекта. Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	27,0	3,7	4,2	109,2	15,1	0,045	54,5	54,5	189,7	189,5	50,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,482	5,344
2027	30,5	4,2	4,9	139,7	19,3	0,058	65,0	65,0	254,8	254,5	53,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,559	5,903
2028	31,4	4,3	5,4	171,1	23,6	0,071	72,8	72,8	327,6	327,3	56,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,558	6,461
2029	33,9	4,7	6,1	205,0	28,3	0,085	83,7	83,7	411,3	411,0	59,5	11,0	11,0	11,1	2,2	0,581	7,041
2030	40,6	5,6	7,8	245,6	33,9	0,102	101,4	101,4	512,6	512,4	60,0	37,0	48,0	30,9	7,6	0,641	7,683
2031	42,6	5,9	8,9	288,1	39,7	0,119	109,5	109,5	622,1	621,8	61,1	53,3	101,4	41,5	13,4	0,657	8,340
2032	41,3	5,7	9,5	329,4	45,4	0,136	112,0	112,0	734,1	733,8	63,1	50,2	151,5	38,6	17,1	0,638	8,978
2033	40,1	5,5	10,1	369,6	51,0	0,153	114,7	114,7	848,8	848,5	65,0	51,2	202,8	38,8	19,9	0,620	9,597
2034	39,0	5,4	11,0	408,6	56,4	0,169	117,5	117,5	966,3	966,0	66,8	48,0	250,7	35,8	21,7	0,602	10,199
2035	37,9	5,2	12,0	446,5	61,6	0,185	120,4	120,4	1086,7	1086,4	68,5	49,1	299,8	36,0	23,2	0,585	10,784
2036	36,9	5,1	13,2	483,4	66,7	0,200	123,5	123,5	1210,2	1209,9	70,1	45,7	345,5	33,0	24,2	0,569	11,353
2037	35,9	5,0	14,9	519,3	71,6	0,215	126,7	126,7	1336,9	1336,6	71,7	46,8	392,3	33,2	25,0	0,553	11,907
2038	35,0	4,8	17,0	554,3	76,5	0,229	130,1	130,1	1467,0	1466,8	73,1	48,0	440,3	33,5	25,7	0,538	12,445
2039	34,1	4,7	20,0	588,4	81,2	0,243	133,7	133,7	1600,7	1600,5	74,5	49,4	489,7	33,7	26,3	0,524	12,969
2040	33,2	4,6	24,3	621,6	85,7	0,257	137,4	137,4	1738,2	1737,9	75,8	50,7	540,4	34,0	26,9	0,510	13,479
2041	32,4	4,5	31,3	654,0	90,2	0,270	141,4	141,4	1879,5	1879,3	77,1	52,2	592,7	34,2	27,4	0,497	13,976
2042	31,6	4,4	44,5	685,6	94,6	0,284	145,5	145,5	2025,1	2024,8	78,3	53,8	646,5	34,5	27,9	0,484	14,461
2043	30,9	4,3	78,4	716,5	98,8	0,296	149,9	149,9	2174,9	2174,6	79,4	55,5	701,9	34,7	28,3	0,472	14,933
2044	30,2	4,2	100,0	746,7	103,0	0,309	154,4	154,4	2329,3	2329,1	80,5	57,3	759,2	35,0	28,7	0,461	15,394

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.39 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III

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.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	46	0	1	78,2	0	0	8	8	0	14	14	3	5,0	23,8	150,9
2027	1	1	0	48	1	0	81,6	1	1	1	1	0	15	15	5	4,9	20,8	124,0
2028	1	1	0	49	0	0	83,3	0	0	0	0	0	16	16	5	4,3	20,8	127,0
2029	4	4	0	54	0	0	91,8	1	0	3	3	0	17	17	6	4,5	21,4	120,9
2030	4	4	0	59	1	0	100,3	0	1	0	0	0	22	22	7	5,5	22,8	115,1
2031	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	5,5	23,2	113,8
2032	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	5,2	23,7	114,3
2033	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,9	24,2	113,8
2034	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,7	24,7	109,9
2035	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,4	25,2	110,9
2036	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,2	25,8	112,0
2037	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,0	26,5	107,8
2038	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	3,9	27,1	111,0
2039	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	3,7	27,9	114,4
2040	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	1	1	0	21	21	7	3,6	28,7	110,0
2041	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	21	21	7	3,4	29,5	109,3
2042	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	21	21	7	3,3	30,4	113,0
2043	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	21	21	7	3,2	31,3	102,8

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.40 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	34,0	2,1	3,3	655,5	39,7	0,097	163,3	163,3	2370,3	2125,4	79,2	120,4	1326,0	2,950	332,756
2027	31,9	1,9	3,2	687,4	41,6	0,102	136,6	136,6	2506,9	2262,0	76,6	162,3	1488,3	2,480	335,236
2028	29,7	1,8	3,1	717,1	43,4	0,106	145,6	145,6	2652,5	2407,6	79,6	189,4	1677,6	1,929	337,165
2029	36,1	2,2	3,9	753,2	45,6	0,112	172,4	172,4	2824,9	2580,0	79,1	200,3	1877,9	2,536	339,702
2030	54,0	3,3	6,0	807,3	48,9	0,120	225,0	225,0	3049,9	2805,0	76,0	239,5	2117,5	4,277	343,978
2031	57,8	3,5	6,8	865,1	52,4	0,128	244,5	244,5	3294,4	3049,5	76,4	257,6	2375,1	4,527	348,506
2032	54,7	3,3	7,0	919,8	55,7	0,136	249,3	249,3	3543,8	3298,8	78,1	258,7	2633,8	4,181	352,686
2033	51,8	3,1	7,1	971,5	58,8	0,144	254,4	254,4	3798,2	3553,3	79,7	257,5	2891,3	3,850	356,537
2034	49,1	3,0	7,2	1020,6	61,8	0,151	259,9	259,9	4058,1	3813,2	81,1	244,9	3136,2	3,558	360,095
2035	46,7	2,8	7,4	1067,3	64,6	0,158	265,7	265,7	4323,8	4078,9	82,4	250,9	3387,1	3,298	363,393
2036	44,5	2,7	7,6	1111,8	67,3	0,165	272,0	272,0	4595,8	4350,9	83,6	252,9	3639,9	3,066	366,458
2037	42,5	2,6	7,9	1154,4	69,9	0,171	278,6	278,6	4874,4	4629,5	84,7	244,0	3884,0	2,857	369,315
2038	40,7	2,5	8,2	1195,0	72,3	0,177	285,8	285,8	5160,2	4915,3	85,8	251,1	4135,0	2,668	371,984
2039	39,0	2,4	8,5	1234,0	74,7	0,183	293,4	293,4	5453,7	5208,7	86,7	258,8	4393,9	2,498	374,482
2040	37,4	2,3	9,0	1271,5	77,0	0,188	301,6	301,6	5755,3	5510,4	87,6	248,8	4642,7	2,343	376,825
2041	36,0	2,2	9,5	1307,5	79,1	0,194	310,4	310,4	6065,7	5820,8	88,4	247,4	4890,1	2,202	379,027
2042	34,7	2,1	10,1	1342,1	81,2	0,199	319,8	319,8	6385,5	6140,6	89,2	255,8	5145,9	2,073	381,099
2043	33,1	2,0	10,7	1375,3	83,2	0,204	328,2	328,2	6713,8	6468,8	89,9	232,6	5378,5	1,912	383,011

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.41 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (нефть). Вариант III

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.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	4	4	0	52	0	2	88,4	0	0	8	8	0	19	19	3	6,6	27,2	150,9
2027	1	1	0	54	1	0	91,8	1	1	1	1	0	20	20	5	6,9	25,8	124,0
2028	1	1	0	55	0	0	93,5	0	0	0	0	0	21	21	5	6,1	25,6	127,0
2029	4	4	0	59	0	0	100,3	1	0	3	3	0	22	22	6	6,1	25,6	120,9
2030	4	4	0	64	1	0	108,8	0	1	0	0	0	27	27	7	6,8	26,3	115,1
2031	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	6,7	26,5	113,8
2032	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	6,3	27,0	114,3
2033	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	6,0	27,6	113,8
2034	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	5,7	28,1	109,9
2035	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	5,5	28,7	110,9
2036	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	5,3	29,4	112,0
2037	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	5,0	30,1	107,8
2038	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	4,8	30,8	111,0
2039	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	27	27	7	4,6	31,6	114,4
2040	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	1	1	0	26	26	7	4,5	32,4	110,0
2041	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	26	26	7	4,3	33,3	109,3
2042	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	26	26	7	4,2	34,2	113,0
2043	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	26	26	7	4,0	35,3	102,8
2044	0	0	0	64	0	0	108,8	0	0	0	0	0	26	26	7	3,9	36,4	106,3

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.42 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (нефть). Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	45,4	2,4	3,7	688,6	36,6	0,092	186,8	186,8	2429,8	2184,9	75,7	120,4	1326,0	3,276	333,246
2027	45,6	2,4	3,8	734,2	39,0	0,098	169,3	169,3	2599,1	2354,2	73,1	162,3	1488,3	2,871	336,117
2028	42,8	2,3	3,7	777,1	41,3	0,103	178,8	178,8	2777,9	2533,0	76,0	189,4	1677,6	2,304	338,421
2029	49,1	2,6	4,4	826,2	43,9	0,110	206,1	206,1	2984,0	2739,0	76,2	200,3	1877,9	2,908	341,329
2030	66,7	3,5	6,3	892,9	47,4	0,119	259,1	259,1	3243,1	2998,2	74,2	239,5	2117,5	4,639	345,968
2031	70,3	3,7	7,1	963,2	51,1	0,128	279,2	279,2	3522,3	3277,4	74,8	257,6	2375,1	4,884	350,851
2032	66,8	3,5	7,3	1030,0	54,7	0,137	284,5	284,5	3806,8	3561,8	76,5	258,7	2633,8	4,526	355,378
2033	63,5	3,4	7,4	1093,5	58,1	0,145	290,1	290,1	4096,9	3851,9	78,1	257,5	2891,3	4,186	359,564
2034	60,5	3,2	7,7	1154,0	61,3	0,153	296,1	296,1	4392,9	4148,0	79,6	244,9	3136,2	3,884	363,448
2035	57,8	3,1	7,9	1211,8	64,4	0,161	302,4	302,4	4695,4	4450,5	80,9	250,9	3387,1	3,615	367,063
2036	55,3	2,9	8,2	1267,0	67,3	0,169	309,2	309,2	5004,6	4759,7	82,1	252,9	3639,9	3,373	370,436
2037	53,0	2,8	8,6	1320,0	70,1	0,176	316,4	316,4	5321,0	5076,1	83,3	244,0	3884,0	3,155	373,591
2038	50,8	2,7	9,0	1370,9	72,8	0,182	324,1	324,1	5645,2	5400,3	84,3	251,1	4135,0	2,959	376,550
2039	48,9	2,6	9,5	1419,7	75,4	0,189	332,4	332,4	5977,5	5732,6	85,3	258,8	4393,9	2,780	379,330
2040	47,0	2,5	10,2	1466,7	77,9	0,195	341,1	341,1	6318,7	6073,7	86,2	248,8	4642,7	2,617	381,947
2041	45,3	2,4	10,9	1512,1	80,3	0,201	350,5	350,5	6669,1	6424,2	87,1	247,4	4890,1	2,468	384,415
2042	43,7	2,3	11,8	1555,8	82,6	0,207	360,5	360,5	7029,6	6784,7	87,9	255,8	5145,9	2,332	386,747
2043	41,9	2,2	12,8	1597,7	84,9	0,213	369,5	369,5	7399,1	7154,2	88,6	232,6	5378,5	2,163	388,910
2044	40,9	2,2	14,3	1638,6	87,0	0,218	382,7	382,7	7781,8	7536,9	89,3	240,7	5619,2	2,096	391,006

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.43 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант III

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.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	1	9,7	0,1	1,7	0,0
2027	0	0	0	12	0	3	20,4	0	1	0	0	0	5	1	2	32,6	0,4	1,3	57,7
2028	0	0	0	15	0	3	25,5	0	0	0	0	0	8	1	2	27,2	0,4	1,2	58,0
2029	0	0	0	18	0	1	30,6	0	0	0	0	0	11	1	2	21,6	0,3	1,2	58,2
2030	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	1	1	0	10	1	2	15,7	0,2	1,2	61,2
2031	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	10	1	2	10,4	0,1	1,2	63,5
2032	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	1	1	0	9	1	2	6,9	0,1	1,2	56,3
2033	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	9	1	2	4,8	0,1	1,2	30,3
2034	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	7	1	2	3,2	0,0	1,3	23,0
2035	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	7	1	2	2,2	0,0	1,1	10,7
2036	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	5	1	2	1,5	0,0	1,2	8,9
2037	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	5	1	2	1,1	0,0	0,5	2,0
2038	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	3	1	2	0,9	0,0	0,5	1,7
2039	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	1	1	0	2	1	2	0,7	0,0	0,4	1,4
2040	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.1.44 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант III

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная		
2026	6,700	1,2	1,9	231,267	40,5	0,353	1,2	0,0	37,6	23,8	92,8	0,0	0,0	0,1	14,3	23,8	0,182
2027	50,767	8,9	14,9	282,034	49,3	0,430	2,0	0,0	39,6	23,8	67,0	29,5	29,5	0,7	15,0	24,9	0,190
2028	60,251	10,5	20,8	342,284	59,9	0,522	2,6	0,0	42,2	23,8	70,4	40,2	69,7	0,8	15,7	26,2	0,200
2029	68,342	12,0	29,8	410,626	71,8	0,626	3,7	0,0	45,9	23,8	75,8	40,4	110,1	0,9	16,6	27,7	0,211
2030	61,426	10,7	38,2	472,052	82,6	0,720	4,6	0,0	50,5	23,8	82,6	42,4	152,5	0,8	17,4	29,0	0,221
2031	40,687	7,1	40,9	512,739	89,7	0,782	4,7	0,0	55,2	23,8	88,8	44,1	196,6	0,5	18,0	29,9	0,228
2032	27,026	4,7	45,9	539,765	94,4	0,823	4,9	0,0	60,1	23,8	92,8	39,1	235,6	0,4	18,3	30,5	0,233
2033	13,557	2,4	42,6	553,322	96,8	0,844	3,5	0,0	63,6	23,8	94,9	21,0	256,6	0,2	18,5	30,8	0,235
2034	9,139	1,6	50,0	562,461	98,4	0,858	3,6	0,0	67,1	23,8	96,7	15,9	272,6	0,1	18,6	30,9	0,236
2035	3,854	0,7	42,2	566,315	99,1	0,864	2,0	0,0	69,2	23,8	97,5	7,5	280,0	0,1	18,7	31,0	0,237
2036	2,701	0,5	51,1	569,017	99,5	0,868	2,1	0,0	71,2	23,8	98,3	6,1	286,2	0,04	18,7	31,1	0,237
2037	0,734	0,1	28,4	569,750	99,7	0,869	0,4	0,0	71,6	23,8	97,3	1,4	287,5	0,01	18,7	31,1	0,238
2038	0,600	0,1	32,4	570,350	99,8	0,870	0,3	0,0	71,9	23,8	97,6	1,2	288,7	0,01	18,7	31,1	0,238
2039	0,491	0,1	39,2	570,841	99,9	0,871	0,3	0,0	72,2	23,8	97,8	1,0	289,7	0,01	18,7	31,1	0,238
2040	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2041	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2042	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2043	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2044	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238

Примечание: – рентабельный период по варианту

Таблица П. 4.2.1 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)							
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	14573	0	0	0
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг.	18617	18617	0	0	0	0
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг.	0	0	17610	0	0	17610
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	18617	18617	32183	0	0	17610
Итого с инфляцией	тыс.тг.	18617	18617	33792	0	0	21406
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО							
Обустройство промысла							
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	0	0	80000	0	0	0
Строительство объектов производственного назначения	тыс.тг.	213180	213180	98000	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	213180	213180	178000	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	213180	213180	186900	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	231797	231797	210183	0	0	17610
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	231797	231797	220692	0	0	21406

Таблица П. 4.2.2 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
НДС (с выручки)	тыс. тг.	406 770	406 770	277 960	235 531	219 837	213 972
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс. тг.	79 919	79 919	95 818	103 921	102 298	114 573
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс. тг.	9 923	9 923	11 954	12 993	12 790	14 325
Налог на имущество	тыс. тг.	500 016	500 016	436 505	380 367	330 561	287 705
Прочие налоги	тыс. тг.	5 473	5 473	5 802	5 802	5 473	5 802
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг.	144 116	144 116	98 815	81 471	72 105	70 845
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг.	180 359	180 359	123 666	101 960	90 238	88 661
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг.	200 861	200 861	164 341	146 732	134 799	134 879
НДПИ на добычу газа	тыс. тг.	186	186	161	136	132	138
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс. тг.	714 084	714 084	659 102	597 851	528 558	502 956
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс. тг.	223 904	223 904	235 712	217 292	211 357	234 102
Возврат НДС Государством	тыс. тг.	-182 865	-182 865	-42 248	-18 239	-8 481	20 131
Недисконированные поступления Государству	тыс. тг.	1 120 854	1 120 854	937 062	833 382	748 396	716 927

Таблица П. 4.2.3 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант

Доход от реализации	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
Продажа продукции по направлениям							
Нефти							
Нефть на экспорт	тыс. тонн	5,55	5,55	3,80	3,14	2,78	2,73
Нефть на внутренний рынок	тыс. тонн	21,96	21,96	15,47	12,54	11,21	10,90
Конденсата							
на экспорт	тыс. тонн	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03
Попутный газ							
Товарный газ на внутренний рынок	млн.м3	2,30	2,298	1,624	1,20	1,00	0,98
Природный газ		0,00					
на внутренний рынок	тыс. тонн	5,36	5,36	4,38	3,59	2,93	2,40
СУГ							
СУГ на внутренний рынок	тыс. тонн	0,49	0,488	0,340	0,249	0,23	0,25
Цена реализации продукции							
Нефти							
Нефть на экспорт	тг./тонн		214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31

Продолжение таблицы П. 4.2.3

Доход от реализации	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн		113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00
Конденсата							
на экспорт	тг./тонн		214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31
на внутренний рынок	тг./тонн		113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00
Попутный газ							
Товарный газ на внутренний рынок	тг./тыс.м³		764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15
Природный газ							
на внутренний рынок	тг./тонн		764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15
СУГ							
СУГ на внутренний рынок	тг./тонн		64201,15	78982,00	90829,00	95370,45	95370,45
Производственная прибыль от реализации							
Нефти							
Нефть на экспорт	тг. тыс	1 190 449,93	1190449,93	815870,60	672655,61	595487,91	585359,51
Нефть на внутренний рынок	тг. тыс	2 500 707,55	2500707,55	1701765,67	1441786,71	1344901,02	1307943,36
Конденсата							
на экспорт	тг. тыс	3312,36	3312,36	2649,87	2197,24	1783,03	1470,77
на внутренний рынок	тг. тыс	6958,09	6958,09	5527,18	4709,63	4026,94	3286,33
Попутный газ							
Товарный газ на внутренний рынок	тг. тыс	1756,02	1756,02	1429,85	1159,94	1065,57	1150,30
Природный газ		0,00					
на внутренний рынок	тг. тыс	4096,41	4096,41	3860,68	3473,14	3124,48	2810,82
СУГ							
СУГ на внутренний рынок	тг. тыс	31350,67	31350,67	26835,46	22620,57	22134,20	23690,03
Итоговый производственный доход	тг. тыс	3 738 631,04	3738631,04	2557939,30	2148602,82	1972523,14	1925711,13

Таблица П. 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	158 036,39	158 036,39	120 719,58	102 326,63	93 295,73	91 830,76
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	3 511,49	3 511,49	3 655,10	3 633,26	3 738,44	4 154,63
Затраты на материалы	тыс.тг.	42 557,75	42 557,75	31 324,46	26 746,31	25 048,56	25 618,94
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	563 272,23	563 272,23	630 864,90	662 408,15	652 058,02	730 304,98
Затраты на персонал	тыс.тг.	50 900,35	50 900,35	57 008,39	59 858,81	58 923,51	65 994,33
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	10 907,01	10 907,01	16 461,85	17 415,70	17 623,89	17 286,04
Общепромысловые расходы	тыс.тг.	158 461,48	158 461,48	177 476,86	186 350,70	183 438,97	205 451,65
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг.	4 358,86	4 358,86	4 881,93	5 126,02	5 045,93	5 651,44
Транспортные расходы	тыс.тг.	28 326,46	28 326,46	31 725,63	33 311,92	32 791,42	36 726,39
Материальная помощь	тыс.тг.	10 779,29	10 779,29	12 072,81	12 676,45	12 478,38	13 975,78
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг.	82 912,28	82 912,28	92 861,76	97 504,85	95 981,33	107 499,09
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг.	9 649,19	9 649,19	10 807,09	11 347,45	11 170,14	12 510,56
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	4 891,84	4 891,84	5 478,86	5 752,81	5 662,92	6 342,47
Проекты отвода земель	тыс.тг.	641,36	641,36	718,32	754,24	742,46	831,55
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг.	1 727,88	1 727,88	1 935,23	2 031,99	2 000,24	2 240,27
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг.	118 963,08	118 963,08	93 267,05	97 930,40	96 400,24	107 968,27
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг.	4 967,19	4 967,19	5 563,26	5 841,42	5 750,15	6 440,17
Обслуживание насосов	тыс.тг.	3 192,00	3 192,00	3 575,04	3 753,79	3 695,14	4 138,56
Обслуживание УПГ	тыс.тг.	41 671,66	41 671,66	46 672,26	49 005,87	48 240,16	54 028,97
Эксплуатационное обслуживание электрооборудования и КИПиА	тыс.тг.	226 629,71	226 629,71	253 825,27	266 516,54	262 352,22	293 834,48
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг.	6 071,90	6 071,90	6 800,53	7 140,56	7 028,99	7 872,47
Поверка и регулировка	тыс.тг.	5 861,19	5 861,19	6 564,53	6 892,76	6 785,06	7 599,27
Содержание автодорог	тыс.тг.	25 779,50	25 779,50	28 873,04	30 316,69	29 842,99	33 424,15

Продолжение таблицы П. 4.2.4

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг.	31 823,27	31 823,27	33 414,43	35 085,16	36 839,41	38 681,38
Командировочные расходы	тыс.тг.	2 109,56	2 109,56	2 362,70	2 480,84	2 442,08	2 735,12
Расходы по страхованию	тыс.тг.	44 186,79	44 186,79	49 489,20	51 963,66	51 151,73	57 289,94
Подземный ремонт скважин	тыс.тг.	36 262,35	36 262,35	40 613,83	42 644,52	41 978,20	47 015,58
Ликвидация скважин	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	3 897,66	3 897,66	4 365,38	4 583,65	4 512,03	5 053,48
Свабирование	тыс.тг.	2 040,00	2 040,00	2 284,80	2 399,04	2 361,56	2 644,94
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	1 684 389,73	1 684 389,73	1 775 664,10	1 833 800,17	1 799 379,87	1 995 145,66
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	79 919,47	79 919,47	95 818,45	103 921,42	102 297,65	114 573,36
Налог на имущество	тыс.тг.	500 015,92	500 015,92	436 504,53	380 366,67	330 560,92	287 704,67
Земельный налог	тыс.тг.	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	4 930,78	4 930,78	5 259,50	5 259,50	4 930,78	5 259,50
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	200 860,74	200 860,74	164 341,22	146 731,63	134 798,81	134 878,72
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	186,02	186,02	160,63	136,27	131,62	138,26
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	4 576,77	4 576,77	16 461,85	17 415,70	17 623,89	17 286,04
Итого производственных затрат	тыс.тг.	2 475 421,56	2 475 421,56	2 494 752,42	2 488 173,49	2 390 265,67	2 555 528,34
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	219 853,70	219 853,70	154 683,83	127 827,14	115 242,60	113 922,45
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	144 116,17	144 116,17	98 815,35	81 471,17	72 105,14	70 844,70
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	180 359,17	180 359,17	123 665,88	101 959,91	90 238,47	88 661,05
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	544 329,04	544 329,04	377 165,06	311 258,22	277 586,22	273 428,20
Общие и административные расходы							
Административные расходы	тыс.тг.	120 167,54	120 167,54	135 427,73	142 640,16	140 411,40	157 260,77
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	75 007,38	75 007,38	84 008,27	88 208,68	86 830,42	97 250,07
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	9 923,44	9 923,44	11 954,33	12 993,09	12 790,08	14 324,89
Другие административные расходы	тыс.тг.	35 236,72	35 236,72	39 465,12	41 438,38	40 790,91	45 685,81
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	366 481,03	366 481,03	270 914,71	224 802,14	201 071,83	196 076,01
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	359 820,17	359 820,17	252 099,60	205 000,05	182 901,60	178 255,79
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	6 660,86	6 660,86	18 815,10	19 802,09	18 170,22	17 820,22
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 030 977,61	1 030 977,61	783 507,49	678 700,52	619 069,45	626 764,99
Итого затраты	тыс.тг.	3 506 399,17	3 506 399,17	3 278 259,91	3 166 874,01	3 009 335,12	3 182 293,33
Доходы (убытки)							
Производственный доход	тыс.тг.	3 738 631,04	3 738 631,04	2 557 939,30	2 148 602,82	1 972 523,14	1 925 711,13
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	3 506 399,17	3 506 399,17	3 278 259,91	3 166 874,01	3 009 335,12	3 182 293,33
Операционный доход	тыс.тг.	232 231,87	232 231,87	-720 320,61	-1 018 271,18	-1 036 811,98	-1 256 582,20
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	3 369 078,43	3 369 078,43	2 619 488,47	2 220 827,28	1 980 518,34	1 853 613,36
Балансовая прибыль	тыс.тг.	-3 136 846,56	-3 136 846,56	-3 339 809,08	-3 239 098,46	-3 017 330,31	-3 110 195,56
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	4 780 216,41	4 780 216,41	4 140 457,79	3 565 282,49	3 075 484,70	2 660 087,05
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-4 547 984,54	-4 547 984,54	-4 860 778,40	-4 583 553,67	-4 112 296,68	-3 916 669,26
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	-3 136 846,56	-3 136 846,56	-3 339 809,08	-3 239 098,46	-3 017 330,31	-3 110 195,56
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	-3 136 846,56	-3 136 846,56	-3 339 809,08	-3 239 098,46	-3 017 330,31	-3 110 195,56

Таблица П. 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	3 738 631	3 738 631	2 557 939	2 148 603	1 972 523	1 925 711
Итого приток средств	тыс.тг.	3 738 631	3 738 631	2 557 939	2 148 603	1 972 523	1 925 711
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	3 506 399	3 506 399	3 278 260	3 166 874	3 009 335	3 182 293
прямые затраты	тыс.тг.	1 684 390	1 684 390	1 775 664	1 833 800	1 799 380	1 995 146
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	791 032	791 032	719 088	654 373	590 886	560 383
расходы периода	тыс.тг.	1 030 978	1 030 978	783 507	678 701	619 069	626 765
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	231 797	231 797	220 692	0	0	21 406

Продолжение таблицы П. 4.2.5

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
Итого отток средств	тыс.тг.	3 738 197	3 738 197	3 498 952	3 166 874	3 009 335	3 203 699
Поток денежной наличности	тыс.тг.	434	434,48	-941 012,79	-1 018 271,18	-1 036 811,98	-1 277 987,81
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.						
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	434	434	-848 906	-828 690	-761 190	-846 416
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	434	434	-818 272	-769 959	-681 721	-730 694
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	434	434	-784 177	-707 133	-600 007	-616 314
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	434	434	-940 578	-1 958 849	-2 995 661	-4 273 649
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	434	434	-848 472	-1 677 162	-2 438 352	-3 284 768
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	434	434	-817 838	-1 587 797	-2 269 518	-3 000 211
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	434	434	-783 743	-1 490 876	-2 090 883	-2 707 196

Таблица П. 4.2.6 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)								
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	1345049	1345049	448350	448350	1793399	1793399	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	43718	0	14573	14573	0
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0	0	0	0	33778	0	0
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг.	18617	18617	55851	55851	18617	0	0
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг.	0	0	17610	0	0	17610	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	1363666	1363666	565529	504201	1860367	1825582	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1363666	1363666	593806	555882	2153607	2219006	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО								
Обустройство промысла								
Обустройство скважины	тыс.тг.	461971	461971	461971	153990	153990	615962	615962
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	0	0	240000	0	80000	80000	0
Строительство объектов производственного назначения	тыс.тг.	213180	213180	98000	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	675152	675152	799971	153990	233990	695962	615962
Итого с инфляцией	тыс.тг.	675152	675152	839970	169774	270873	845946	767423
ВСЕГО	тыс.тг.	2038818	2038818	1365500	658191	2094357	2521544	615962
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	2038818	2038818	1433775	725656	2424480	3064952	767423

Таблица П. 4.2.7 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 3 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
НДС (с выручки)	тыс. тг.	501 175	501 175	466 917	456 337	580 585	858 477	935 101	904 365	873 832
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс. тг.	79 919	79 919	118 197	148 703	183 059	220 478	225 990	225 701	231 343
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс. тг.	9 923	9 923	14 746	18 592	22 888	27 566	28 255	28 219	28 924
Налог на имущество	тыс. тг.	511 536	511 536	465 549	417 414	382 134	366 400	341 844	300 860	260 605
Прочие налоги	тыс. тг.	6 788	6 788	8 760	10 075	11 719	13 362	13 362	13 033	13 033
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг.	177 783	177 783	165 794	157 381	189 397	283 534	393 526	380 909	368 479
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг.	222 493	222 493	207 489	196 960	237 027	354 839	377 519	356 503	336 458
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг.	184 703	184 703	197 013	201 136	234 544	305 744	316 810	303 918	293 834
НДПИ на добычу газа	тыс. тг.	207	207	369	402	546	748	716	639	552
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс. тг.	692 177	692 177	711 001	694 327	680 727	714 194	762 922	705 415	659 399
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс. тг.	527 375	527 375	541 610	496 087	852 627	1 068 238	700 998	555 574	542 450
Возврат НДС Государством	тыс. тг.	26 199	26 199	74 693	39 751	272 043	209 761	-234 103	-348 791	-331 381
Недисконированные поступления Государству	тыс. тг.	1 193 352	1 193 352	1 177 918	1 150 664	1 261 312	1 572 671	1 698 023	1 609 781	1 533 230

Таблица П. 4.2.8 - Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

Доход от реализации	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
Нефть на экспорт	тыс. тонн	6,85	6,85	6,29	5,94	7,16	10,81	11,56	10,94	10,35
Нефть на внутренний рынок	тыс. тонн	27,10	27,10	25,58	23,75	28,90	43,17	46,16	43,69	41,34
Конденсата										
на экспорт	тыс. тонн	0,02	0,02	0,11	0,14	0,16	0,14	0,09	0,06	0,03
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,06	0,06	0,47	0,55	0,63	0,56	0,37	0,25	0,12
Попутный газ										
Товарный газ на внутренний рынок	млн.м³	2,59	2,591	2,184	1,70	2,19	3,63	3,80	3,48	3,20
Природный газ		0,00								
на внутренний рынок	тыс. тонн	5,36	5,36	40,61	48,20	54,67	49,14	32,55	21,62	10,85
СУГ										
СУГ на внутренний рынок	тыс. тонн	0,55	0,551	0,457	0,354	0,51	0,92	1,02	0,97	0,91
Цена реализации продукции										
Нефти										
Нефть на экспорт	тг./тонн		214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	219810,54	225305,80	230938,45
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн		113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00	123000,00	126075,00	129226,88
Конденсата										
на экспорт	тг./тонн		214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	219810,54	225305,80	230938,45
на внутренний рынок	тг./тонн		113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00	123000,00	126075,00	129226,88
Попутный газ										
Товарный газ на внутренний рынок	тг./тыс.м³		764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15
Природный газ										
на внутренний рынок	тг./тонн		764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15	1201,45	1231,49	1262,28
СУГ										
СУГ на внутренний рынок	тг./тонн		64201,15	78982,00	90829,00	95370,45	95370,45	97754,71	100198,58	102703,54
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
Нефть на экспорт	тг. тыс	1 469 325,35	1469325,35	1348777,68	1274097,38	1535590,08	2318468,85	2540733,21	2465147,62	2391021,83
Нефть на внутренний рынок	тг. тыс	3 086 524,59	3086524,59	2813318,15	2730931,92	3468108,47	5180450,45	5677084,05	5508193,53	5342564,83
Конденсата										
на экспорт	тг. тыс	3312,36	3312,36	24549,09	29539,82	33246,66	30139,47	20462,70	13932,08	7163,18
на внутренний рынок	тг. тыс	6958,09	6958,09	51205,19	63316,37	75087,11	67344,46	45722,42	31130,21	16005,61

Продолжение таблицы П. 4.2.8

Доход от реализации	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
Попутный газ										
Товарный газ на внутренний рынок	тг. тыс	1979,79	1979,79	1923,44	1647,49	2335,88	4260,58	4457,56	4084,87	3746,11
Природный газ		0,00								
на внутренний рынок	тг. тыс	4096,41	4096,41	35766,30	46692,97	58259,53	57600,21	39106,72	26625,90	13689,71
СУГ										
СУГ на внутренний рынок	тг. тыс	35345,83	35345,83	36099,18	32128,53	48521,38	87745,01	99686,33	97004,03	93029,44
Итоговый производственный доход	тг. тыс	4 607 542,42	4607542,42	4311639,02	4178354,47	5221149,11	7746009,03	8427253,00	8146118,23	7867220,71

Таблица П. 4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	185 127,64	185 127,64	427 850,68	491 684,87	598 393,91	680 442,88	580 250,43	484 384,38	385 691,86
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	7 492,40	7 492,40	11 183,67	13 519,03	15 209,76	19 534,43	21 419,30	21 500,22	20 655,08
Затраты на материалы	тыс.тг.	38 541,18	38 541,18	38 662,88	38 032,91	48 424,65	75 382,49	82 151,57	79 491,95	76 870,43
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	563 272,23	563 272,23	778 205,06	947 853,76	1 166 840,67	1 405 356,63	1 440 490,54	1 438 643,76	1 474 609,85
Затраты на персонал	тыс.тг.	50 900,35	50 900,35	70 322,85	85 653,23	105 442,08	126 995,68	130 170,57	130 003,68	133 253,78
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	10 907,01	10 907,01	30 295,43	29 938,17	34 348,83	56 846,91	64 631,07	42 199,03	41 378,29
Общепромысловые расходы	тыс.тг.	158 461,48	158 461,48	218 927,04	266 653,14	328 259,21	395 359,25	405 243,23	404 723,69	414 841,78
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг.	4 358,86	4 358,86	6 022,11	7 334,93	9 029,56	10 875,31	11 147,19	11 132,90	11 411,22
Транспортные расходы	тыс.тг.	28 326,46	28 326,46	39 135,24	47 666,72	58 679,38	70 674,13	72 440,99	72 348,11	74 156,82
Материальная помощь	тыс.тг.	10 779,29	10 779,29	14 892,44	18 139,00	22 329,73	26 894,19	27 566,54	27 531,20	28 219,48
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг.	82 912,28	82 912,28	114 549,87	139 521,74	171 756,07	206 865,03	212 036,66	211 764,81	217 058,94
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг.	9 649,19	9 649,19	13 331,12	16 237,30	19 988,67	24 074,59	24 676,46	24 644,82	25 260,94
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	4 891,84	4 891,84	6 758,47	8 231,81	10 133,64	12 205,08	12 510,21	12 494,17	12 806,52
Проекты отвода земель	тыс.тг.	641,36	641,36	886,09	1 079,26	1 328,61	1 600,19	1 640,19	1 638,09	1 679,04
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг.	1 727,88	1 727,88	2 387,20	2 907,61	3 579,37	4 311,04	4 418,81	4 413,15	4 523,48
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг.	118 963,08	118 963,08	115 049,82	140 130,68	172 505,70	207 767,89	212 962,09	212 689,06	218 006,28
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг.	4 967,19	4 967,19	6 862,57	8 358,61	10 289,74	12 393,08	12 702,91	12 686,62	13 003,79
Обслуживание насосов	тыс.тг.	3 192,00	3 192,00	4 410,00	5 371,38	6 612,35	7 964,00	8 163,10	8 152,63	8 356,45
Обслуживание УПГ	тыс.тг.	41 671,66	41 671,66	57 572,69	70 123,53	86 324,49	103 970,23	106 569,49	106 432,86	109 093,68
Эксплуатационное обслуживание электрооборудования и КИПиА	тыс.тг.	226 629,71	226 629,71	313 106,83	381 364,12	469 472,39	565 438,06	579 574,02	578 830,97	593 301,75
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг.	6 071,90	6 071,90	8 388,82	10 217,58	12 578,19	15 149,32	15 528,05	15 508,14	15 895,85
Поверка и регулировка	тыс.тг.	5 861,19	5 861,19	8 097,70	9 862,99	12 141,69	14 623,59	14 989,18	14 969,96	15 344,21
Содержание автодорог	тыс.тг.	25 779,50	25 779,50	35 616,41	43 380,79	53 403,25	64 319,51	65 927,49	65 842,97	67 489,04
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг.	31 823,27	31 823,27	33 414,43	35 085,16	36 839,41	38 681,38	39 648,42	40 639,63	41 655,62
Командировочные расходы	тыс.тг.	2 109,56	2 109,56	2 914,52	3 549,88	4 370,03	5 263,31	5 394,90	5 387,98	5 522,68
Расходы по страхованию	тыс.тг.	44 186,79	44 186,79	61 047,54	74 355,90	91 534,68	110 245,44	113 001,58	112 856,71	115 678,12
Подземный ремонт скважин	тыс.тг.	45 932,31	45 932,31	63 459,11	77 293,19	95 150,59	114 600,49	117 465,50	117 314,90	120 247,77
Ликвидация скважин	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 904,73	0,00	19 861,79	0,00
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	4 937,04	4 937,04	6 820,91	8 307,87	10 227,27	12 317,85	12 625,79	12 609,61	12 924,85
Свабирование	тыс.тг.	2 584,00	2 584,00	3 570,00	4 348,26	5 352,86	6 447,05	6 608,22	6 599,75	6 764,74
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	1 722 698,66	1 722 698,66	2 493 741,49	2 986 203,43	3 660 546,75	4 415 503,75	4 401 954,49	4 297 297,55	4 265 702,35
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	79 919,47	79 919,47	118 197,11	148 703,34	183 058,95	220 478,35	225 990,31	225 700,57	231 343,09
Налог на имущество	тыс.тг.	511 535,67	511 535,67	465 549,48	417 414,34	382 133,55	366 400,08	341 844,20	300 859,77	260 605,45
Земельный налог	тыс.тг.	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47	496,47
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	6 245,65	6 245,65	8 217,96	9 532,84	11 176,43	12 820,03	12 820,03	12 491,31	12 491,31
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67	45,67
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	184 702,83	184 702,83	197 013,29	201 136,26	234 543,91	305 743,55	316 810,33	303 917,80	293 834,17
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	207,11	207,11	368,94	402,34	545,58	748,03	716,25	638,57	552,33
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	4 576,77	4 576,77	30 295,43	29 938,17	34 348,83	56 846,91	64 631,07	42 199,03	41 378,29
Итого производственных затрат	тыс.тг.	2 510 428,30	2 510 428,30	3 313 925,84	3 793 872,86	4 506 896,15	5 379 082,83	5 365 308,80	5 183 646,74	5 106 449,11

Продолжение таблицы П. 4.2.9

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	271 213,84	271 213,84	259 675,04	247 307,92	303 392,52	456 626,04	497 607,13	481 486,76	465 596,71
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	177 783,22	177 783,22	165 793,98	157 380,75	189 396,79	283 534,20	393 525,62	380 908,53	368 479,13
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	222 492,96	222 492,96	207 488,60	196 959,58	237 027,16	354 838,68	377 519,42	356 502,94	336 458,46
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	671 490,02	671 490,02	632 957,62	601 648,25	729 816,47	1 094 998,93	1 268 652,17	1 218 898,24	1 170 534,30
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг.	120 167,54	120 167,54	167 057,23	204 106,80	251 262,51	302 623,53	310 189,11	309 791,44	317 536,22
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	75 007,38	75 007,38	103 628,62	126 219,66	155 380,75	187 142,41	191 820,97	191 575,04	196 364,42
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	9 923,44	9 923,44	14 746,30	18 592,09	22 887,51	27 565,98	28 255,13	28 218,91	28 924,38
Другие административные расходы	тыс.тг.	35 236,72	35 236,72	48 682,31	59 295,05	72 994,25	87 915,14	90 113,02	89 997,49	92 247,42
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	134 121,57	134 121,57	156 880,53	150 758,19	172 402,72	263 244,16	291 474,35	256 983,29	236 792,87
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	127 460,71	127 460,71	119 612,14	111 441,73	135 364,21	202 631,16	216 640,76	205 069,07	194 051,46
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	6 660,86	6 660,86	37 268,39	39 316,46	37 038,51	60 613,00	74 833,59	51 914,22	42 741,41
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	925 779,13	925 779,13	956 895,38	956 513,24	1 153 481,70	1 660 866,61	1 870 315,64	1 785 672,97	1 724 863,39
Итого затраты	тыс.тг.	3 436 207,43	3 436 207,43	4 270 821,23	4 750 386,10	5 660 377,84	7 039 949,44	7 235 624,44	6 969 319,71	6 831 312,50
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг.	4 607 542,42	4 607 542,42	4 311 639,02	4 178 354,47	5 221 149,11	7 746 009,03	8 427 253,00	8 146 118,23	7 867 220,71
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	3 436 207,43	3 436 207,43	4 270 821,23	4 750 386,10	5 660 377,84	7 039 949,44	7 235 624,44	6 969 319,71	6 831 312,50
Операционный доход	тыс.тг.	1 171 334,99	1 171 334,99	40 817,80	-572 031,63	-439 228,74	706 059,59	1 191 628,56	1 176 798,52	1 035 908,21
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	2 008 470,56	2 008 470,56	1 851 459,82	1 692 481,60	1 779 217,69	2 213 534,55	2 249 298,19	2 087 408,22	1 938 028,91
Балансовая прибыль	тыс.тг.	-837 135,57	-837 135,57	-1 810 642,02	-2 264 513,22	-2 218 446,42	-1 507 474,95	-1 057 669,63	-910 609,70	-902 120,70
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	5 051 269,47	5 051 269,47	4 552 815,38	4 024 634,84	3 829 606,18	3 757 622,27	3 348 870,18	2 883 143,40	2 484 099,48
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-3 879 934,47	-3 879 934,47	-4 511 997,58	-4 596 666,47	-4 268 834,92	-3 051 562,67	-2 157 241,62	-1 706 344,87	-1 448 191,27
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	-837 135,57	-837 135,57	-1 810 642,02	-2 264 513,22	-2 218 446,42	-1 507 474,95	-1 057 669,63	-910 609,70	-902 120,70

Таблица П. 4.2.10 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», 3 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	4 607 542	4 607 542	4 311 639	4 178 354	5 221 149	7 746 009	8 427 253	8 146 118	7 867 221
Итого приток средств	тыс.тг.	4 607 542	4 607 542	4 311 639	4 178 354	5 221 149	7 746 009	8 427 253	8 146 118	7 867 221
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	3 436 207	3 436 207	4 270 821	4 750 386	5 660 378	7 039 949	7 235 624	6 969 320	6 831 312
прямые затраты	тыс.тг.	1 722 699	1 722 699	2 493 741	2 986 203	3 660 547	4 415 504	4 401 954	4 297 298	4 265 702
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	787 730	787 730	820 184	807 669	846 349	963 579	963 354	886 349	840 747
расходы периода	тыс.тг.	925 779	925 779	956 895	956 513	1 153 482	1 660 867	1 870 316	1 785 673	1 724 863
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	2 038 818	2 038 818	1 433 775	725 656	2 424 480	3 064 952	767 423	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	5 475 025	5 475 025	5 704 597	5 476 042	8 084 858	10 104 901	8 003 047	6 969 320	6 831 312
Поток денежной наличности	тыс.тг.	-867 483	-867 482,79	-1 392 957,63	-1 297 687,64	-2 863 708,65	-2 358 892,36	424 205,73	1 176 798,52	1 035 908,21
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-867 483	-867 483	-1 256 615	-1 056 085	-2 102 431	-1 562 303	253 453	634 290	503 699
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-867 483	-867 483	-1 211 268	-981 238	-1 882 935	-1 348 704	210 905	508 762	389 436
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-867 483	-867 483	-1 160 798	-901 172	-1 657 239	-1 137 583	170 479	394 107	289 103
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	-867 483	-867 483	-2 260 440	-3 558 128	-6 421 837	-8 780 729	-8 356 523	-7 179 725	-6 143 817
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-867 483	-867 483	-2 124 098	-3 180 182	-5 282 613	-6 844 917	-6 591 463	-5 957 173	-5 453 474
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-867 483	-867 483	-2 078 750	-3 059 989	-4 942 924	-6 291 628	-6 080 723	-5 571 960	-5 182 524
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-867 483	-867 483	-2 028 281	-2 929 453	-4 586 692	-5 724 275	-5 553 796	-5 159 688	-4 870 586

Таблица П. 4.2.11 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)						
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	0	-	-	-	-
ГРП	тыс.тг	0	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	2 334	2 334	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	2 334	2 334	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	2 334	2 334	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО						
Обустройство промысла						
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	0	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	0	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	0	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	2 334	2 334	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	2 334	2 334	-	-	-

Таблица П. 4.2.12 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
НДС (с выручки)	тыс.тг	4 463 784,78	291 989,81	325 456,22	317 907,72	324 893,23	324 840,19	327 901,57	325 790,83	323 723,15	321 698,15	319 715,46	317 774,72	315 875,56	314 017,62	312 200,55
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	78 730,61	4 545,05	4 920,72	5 164,36	5 267,65	5 373,00	5 480,46	5 590,07	5 701,87	5 815,91	5 932,22	6 050,87	6 171,89	6 295,32	6 421,23
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	227 598,46	13 139,06	14 225,05	14 929,39	15 227,98	15 532,54	15 843,19	16 160,05	16 483,26	16 812,92	17 149,18	17 492,16	17 842,01	18 198,85	18 562,82
Налог на имущество	тыс.тг	151 308,68	29 561,29	23 894,88	19 375,33	15 767,54	12 876,29	10 550,26	8 671,78	7 149,06	5 910,23	4 898,85	4 070,38	3 389,60	2 828,49	2 364,71
Прочие налоги	тыс.тг	107 596,71	7 038,23	7 844,92	7 662,96	7 831,35	7 830,07	7 903,86	7 852,98	7 803,14	7 754,33	7 706,54	7 659,76	7 613,98	7 569,20	7 525,40
Акциз	тыс.тг	4 720 957,54	262 688,90	296 870,81	298 779,20	314 155,28	322 740,72	334 329,49	340 503,02	346 452,55	352 187,20	357 715,74	363 046,68	369 980,07	377 244,46	384 263,42
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	209 719,76	14 216,25	15 534,95	14 877,09	14 905,88	14 611,22	15 664,70	15 258,69	14 864,56	15 595,93	15 195,89	14 807,50	14 430,40	15 068,82	14 687,87
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	154 477,81	11 147,79	11 412,04	11 047,28	10 941,41	10 838,13	10 830,24	10 811,31	10 828,48	10 874,83	10 944,38	11 032,64	11 136,27	11 252,76	11 380,25
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	25 268,04	0,00	1 971,25	1 925,53	1 967,84	1 967,52	1 986,06	1 973,27	1 960,75	1 948,49	1 936,48	1 924,72	1 913,22	1 901,97	1 890,96
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	480 655,19	19 059,93	44 983,96	43 144,17	50 792,04	50 926,57	51 830,27	47 861,66	43 128,27	37 558,31	31 742,85	25 557,59	18 721,69	11 347,39	4 000,50
Общие поступления Государству	тыс.тг	1 692 528,02	69 406,70	96 202,35	98 997,58	111 963,73	117 855,86	126 516,96	128 892,00	130 648,79	132 760,00	133 506,66	133 867,59	135 323,55	137 689,63	138 896,61
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	2 731 043,82	166 810,62	181 368,58	182 526,14	186 548,41	189 224,46	192 586,48	194 950,75	197 372,61	199 873,60	202 455,51	205 120,23	207 869,69	210 705,88	213 630,86
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-1 732 740,97	-125 179,19	-144 087,64	-135 381,58	-138 344,81	-135 615,73	-135 315,09	-130 840,08	-126 350,53	-121 824,55	-117 259,95	-112 654,49	-108 005,87	-103 311,74	-98 569,70
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	6 156 312,80	361 396,51	421 658,57	416 905,31	436 856,95	442 696,06	454 418,54	454 682,83	454 371,94	454 458,15	453 222,13	451 642,31	451 199,11	451 707,24	451 097,16

Таблица П. 4.2.13 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант

Производственный доход	Ед. изм.	Итого за рентабельны й период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Продажа продукции по направлениям																
Мазут	тыс. тонн	6,376	0,47	0,52	0,49	0,50	0,49	0,48	0,47	0,46	0,44	0,43	0,42	0,41	0,40	0,39
Бензин	тыс. тонн	37,127	2,75	3,01	2,88	2,89	2,83	2,80	2,73	2,66	2,59	2,52	2,46	2,40	2,34	2,28
Диз.топливо	тыс. тонн	46,383	3,44	3,76	3,60	3,61	3,54	3,50	3,41	3,32	3,23	3,15	3,07	2,99	2,92	2,84
Сжиженный газ	тыс. тонн	8,284	0,61	0,67	0,64	0,64	0,63	0,62	0,61	0,59	0,58	0,56	0,55	0,53	0,52	0,51
Авиатопливо	тыс. тонн	6,191	0,46	0,50	0,48	0,48	0,47	0,47	0,45	0,44	0,43	0,42	0,41	0,40	0,39	0,38
Тех.топливо	тыс. тонн	11,137	0,83	0,90	0,86	0,87	0,85	0,84	0,82	0,80	0,78	0,76	0,74	0,72	0,70	0,68
Цена реализации продукции																
Мазут	тг/тонн		93 608,56	95 480,73	97 390,34	99 338,15	101 324,91	103 351,41	105 418,44	107 526,81	109 677,35	111 870,89	114 108,31	116 390,48	118 718,29	121 092,65
Бензин	тг/тонн		248 112,42	253 074,67	258 136,17	263 298,89	268 564,87	273 936,17	279 414,89	285 003,19	290 703,25	296 517,32	302 447,66	308 496,61	314 666,55	320 959,88
Диз.топливо	тг/тонн		265 050,52	270 351,53	275 758,56	281 273,74	286 899,21	292 637,19	298 489,94	304 459,74	310 548,93	316 759,91	323 095,11	329 557,01	336 148,15	342 871,11
Сжиженный газ	тг/тонн		57 569,50	58 720,89	59 895,31	61 093,21	62 315,08	63 561,38	64 832,61	66 129,26	67 451,84	68 800,88	70 176,90	71 580,44	73 012,05	74 472,29
Авиатопливо	тг/тонн		433 035,71	441 696,43	450 530,36	459 540,96	468 731,78	478 106,42	487 668,55	497 421,92	507 370,36	517 517,76	527 868,12	538 425,48	549 193,99	560 177,87
Тех.топливо			13 711,92	13 986,15	14 265,88	14 551,19	14 842,22	15 139,06	15 441,84	15 750,68	16 065,69	16 387,01	16 714,75	17 049,04	17 390,02	17 737,82
Производственная прибыль от реализации																
Нефти																
Мазут	тг тыс	676 779,522	44 270,22	49 344,25	48 199,78	49 258,89	49 250,85	49 715,00	49 394,98	49 081,49	48 774,47	48 473,86	48 179,61	47 891,67	47 609,98	47 334,48
Бензин	тг тыс	9 440 401,003	617 525,50	688 303,16	672 338,95	687 112,50	687 000,34	693 474,82	689 010,83	684 637,92	680 355,28	676 162,12	672 057,67	668 041,15	664 111,82	660 268,93
Диз.топливо	тг тыс	14 704 548,896	961 869,50	1 072 114,15	1 047 248,00	1 070 259,55	1 070 084,85	1 080 169,62	1 073 216,43	1 066 405,10	1 059 734,38	1 053 203,03	1 046 809,86	1 040 553,65	1 034 433,25	1 028 447,50
Сжиженный газ	тг тыс	540 731,705	35 370,91	39 424,95	38 510,55	39 356,75	39 350,33	39 721,18	39 465,48	39 215,01	38 969,71	38 729,53	38 494,43	38 264,37	38 039,31	37 819,19
Авиатопливо	тг тыс	3 039 819,777	198 843,91	221 634,40	216 493,90	221 251,00	221 214,89	223 299,67	221 862,27	220 454,18	219 075,17	217 724,97	216 403,33	215 110,00	213 844,76	212 607,34
Тех.топливо	тг тыс	173 153,513	11 326,50	12 624,69	12 331,88	12 602,85	12 600,79	12 719,54	12 637,67	12 557,46	12 478,91	12 402,00	12 326,72	12 253,05	12 180,98	12 110,49
Итоговый производственный доход	тг тыс	28 575 434,416	1 869 206,54	2 083 445,60	2 035 123,05	2 079 841,55	2 079 502,05	2 099 099,84	2 085 587,66	2 072 351,16	2 059 387,91	2 046 695,51	2 034 271,62	2 022 113,90	2 010 220,09	1 998 587,94

Таблица П. 4.2.14 - Расчет операционных затрат по контрактной территории ТОО «Недра Ком», чистой прибыли, 1 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<i>I</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	1 465 221	65 420	86 314	89 416	92 631	95 965	99 420
Стомость затрат по скважинам	тыс.тг	6 638 597	415 589	423 901	432 379	441 027	449 847	458 844
Охрана объектов	тыс.тг	390 140	24 424	24 912	25 410	25 918	26 437	26 966
ТБ	тыс.тг	1 830	115	117	119	122	124	126
Аренда автомашины	тыс.тг	3 138	196	200	204	208	213	217
Другие производственные затраты	тыс.тг	5 255	329	336	342	349	356	363
Транспортные расходы	тыс.тг	211 512	13 241	13 506	13 776	14 052	14 333	14 619
ГИС	тыс.тг	169 185	10 591	10 803	11 019	11 240	11 464	11 694
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	537 124	33 625	34 298	34 983	35 683	36 397	37 125
Перевозка тех.воды	тыс.тг	17 162	766	1 011	1 047	1 085	1 124	1 164
услуги ЦППН	тыс.тг	244 148	10 901	14 382	14 899	15 435	15 990	16 566
УСЛУГИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРЬЯ	тыс.тг	5 270 623	344 768	384 283	375 370	383 618	383 556	387 170
Перевозка нефти с месторождения до ЦППН	тыс.тг	127 343	5 686	7 502	7 771	8 051	8 340	8 641
Услуги экологического контроля, экологические услуги	тыс.тг	133 382	8 350	8 517	8 687	8 861	9 038	9 219
Материалы	тыс.тг	11 817	773	862	842	860	860	868

Продолжение таблицы П. 4.2.14

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
Питание сотрудников	тыс.тг	390 987	24 477	24 966	25 465	25 975	26 494	27 024
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	17 115	1 071	1 093	1 115	1 137	1 160	1 183
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	445 960	27 918	28 476	29 046	29 627	30 219	30 824
Затраты на обучение	тыс.тг	147 765	1 099	9 800	10 547	10 609	10 846	11 005
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	16 228 303	989 338	1 075 278	1 082 439	1 106 487	1 122 763	1 143 038
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	78 731	4 545	4 921	5 164	5 268	5 373	5 480
Налог на имущество	тыс.тг	151 309	29 561	23 895	19 375	15 768	12 876	10 550
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	107 597	7 038	7 845	7 663	7 831	7 830	7 904
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	154 478	11 148	11 412	11 047	10 941	10 838	10 830
Расходы на НИОКР	тыс.тг	153 198	6 533	9 800	10 547	10 609	10 846	11 005
Итого производственных затрат	тыс.тг	16 898 883,68	1 048 164,03	1 135 121,83	1 138 161,33	1 158 871,48	1 172 494,80	1 190 793,91
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	521 579,98	34 118,14	38 028,59	37 146,57	37 962,81	37 956,61	38 314,32
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	209 719,76	14 216,25	15 534,95	14 877,09	14 905,88	14 611,22	15 664,70
Акциз	тыс.тг	4 720 957,54	262 688,90	296 870,81	298 779,20	314 155,28	322 740,72	334 329,49
Итого расходы по реализации	тыс.тг	5 452 257,28	311 023,30	350 434,34	350 802,86	367 023,96	375 308,55	388 308,52
Общие и административные расходы								
Административные расходы	тыс.тг	2 126 371,62	132 006,00	135 469,33	138 598,56	141 370,53	144 197,94	147 081,90
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	1 289 205,11	80 706,78	82 320,92	83 967,33	85 646,68	87 359,61	89 106,81
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	227 598,46	13 139,06	14 225,05	14 929,39	15 227,98	15 532,54	15 843,19
Другие административные расходы	тыс.тг	609 568,04	38 160,16	38 923,36	39 701,83	40 495,87	41 305,78	42 131,90
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	194 283,68	3 108,04	13 378,40	14 203,12	14 298,17	14 475,74	14 610,18
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	41 904,15	3 108,04	3 396,34	3 252,52	3 258,81	3 194,39	3 161,27
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	152 379,53	0,00	9 982,06	10 950,60	11 039,36	11 281,35	11 448,91
Итого не производственные затраты	тыс.тг	7 772 912,58	446 137,34	499 282,08	503 604,54	522 692,66	533 982,23	550 000,60
Итого затраты	тыс.тг	24 671 796,26	1 494 301,37	1 634 403,91	1 641 765,86	1 681 564,15	1 706 477,03	1 740 794,50
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг	28 575 434,42	1 869 206,54	2 083 445,60	2 035 123,05	2 079 841,55	2 079 502,05	2 099 099,84
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	24 671 796,26	1 494 301,37	1 634 403,91	1 641 765,86	1 681 564,15	1 706 477,03	1 740 794,50
Операционный доход	тыс.тг	3 903 638,16	374 905,17	449 041,69	393 357,19	398 277,40	373 025,01	358 305,34
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	1 500 362,20	279 605,49	224 121,91	177 636,35	144 317,22	118 392,15	99 153,98
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 403 275,96	95 299,67	224 919,78	215 720,83	253 960,18	254 632,86	259 151,35
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 039 520,57	422 491,49	335 363,60	267 243,43	213 795,20	171 704,63	138 432,97
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 403 275,96	95 299,67	224 919,78	215 720,83	253 960,18	254 632,86	259 151,35
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 403 275,96	95 299,67	224 919,78	215 720,83	253 960,18	254 632,86	259 151,35
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	480 655,19	19 059,93	44 983,96	43 144,17	50 792,04	50 926,57	51 830,27
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	1 922 620,77	76 239,74	179 935,83	172 576,67	203 168,14	203 706,29	207 321,08

Продолжение таблицы П. 4.2.14

Составляющие	Ед. изм.	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	103 003	106 718	110 569	114 562	118 702	122 995	127 446	132 061
Стомость затрат по скважинам	тыс.тг	468 021	477 381	486 929	496 668	506 601	516 733	527 068	537 609
Охрана объектов	тыс.тг	27 505	28 055	28 616	29 188	29 772	30 368	30 975	31 594
ТБ	тыс.тг	129	132	134	137	140	142	145	148
Аренда автомашины	тыс.тг	221	226	230	235	239	244	249	254
Другие производственные затраты	тыс.тг	370	378	385	393	401	409	417	426
Транспортные расходы	тыс.тг	14 912	15 210	15 514	15 824	16 141	16 464	16 793	17 129
ГИС	тыс.тг	11 928	12 166	12 409	12 658	12 911	13 169	13 432	13 701
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	37 867	38 625	39 397	40 185	40 989	41 808	42 645	43 498
Перевозка тех.воды	тыс.тг	1 206	1 250	1 295	1 342	1 390	1 441	1 493	1 547
услуги ЦППН	тыс.тг	17 163	17 782	18 424	19 089	19 779	20 494	21 236	22 005

Продолжение таблицы П. 4.2.14

Составляющие	Ед. изм.	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>
УСЛУГИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРЬЯ	тыс.тг	384 678	382 237	379 846	377 505	375 213	372 971	370 777	368 631
Перевозка нефти с месторождения до ЦППН	тыс.тг	8 952	9 275	9 610	9 957	10 316	10 690	11 076	11 478
Услуги экологического контроля, экологические услуги	тыс.тг	9 403	9 592	9 783	9 979	10 179	10 382	10 590	10 802
Материалы	тыс.тг	862	857	852	846	841	836	831	827
Питание сотрудников	тыс.тг	27 565	28 116	28 678	29 252	29 837	30 434	31 042	31 663
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	1 207	1 231	1 255	1 280	1 306	1 332	1 359	1 386
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	31 440	32 069	32 710	33 365	34 032	34 713	35 407	36 115
Затраты на обучение	тыс.тг	11 203	11 345	11 491	11 642	11 798	11 959	12 125	12 295
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	1 157 637	1 172 643	1 188 129	1 204 107	1 220 587	1 237 583	1 255 106	1 273 168
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	5 590	5 702	5 816	5 932	6 051	6 172	6 295	6 421
Налог на имущество	тыс.тг	8 672	7 149	5 910	4 899	4 070	3 390	2 828	2 365
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	7 853	7 803	7 754	7 707	7 660	7 614	7 569	7 525
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	10 811	10 828	10 875	10 944	11 033	11 136	11 253	11 380
Расходы на НИОКР	тыс.тг	11 203	11 345	11 491	11 642	11 798	11 959	12 125	12 295
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 203 739,54	1 217 431,03	1 231 923,98	1 247 167,29	1 263 123,65	1 279 766,54	1 297 077,89	1 315 046,37
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	38 067,69	37 826,09	37 589,47	37 357,80	37 131,03	36 909,12	36 692,03	36 479,71
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	15 258,69	14 864,56	15 595,93	15 195,89	14 807,50	14 430,40	15 068,82	14 687,87
Акциз	тыс.тг	340 503,02	346 452,55	352 187,20	357 715,74	363 046,68	369 980,07	377 244,46	384 263,42
Итого расходы по реализации	тыс.тг	393 829,40	399 143,20	405 372,60	410 269,44	414 985,22	421 319,59	429 005,30	435 431,00
Общие и административные расходы									
Административные расходы	тыс.тг	150 023,54	153 024,01	156 084,49	159 206,18	162 390,30	165 638,11	168 950,87	172 329,88
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	90 888,94	92 706,72	94 560,86	96 452,07	98 381,11	100 348,74	102 355,71	104 402,83
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	16 160,05	16 483,26	16 812,92	17 149,18	17 492,16	17 842,01	18 198,85	18 562,82
Другие административные расходы	тыс.тг	42 974,54	43 834,03	44 710,71	45 604,92	46 517,02	47 447,36	48 396,31	49 364,24
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	14 734,25	14 804,74	14 880,50	14 963,39	15 053,48	15 150,80	15 255,43	15 367,42
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	3 079,33	2 999,79	2 922,58	2 847,61	2 774,83	2 704,16	2 635,55	2 568,92
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	11 654,92	11 804,95	11 957,93	12 115,78	12 278,65	12 446,64	12 619,88	12 798,50
Итого не производственные затраты	тыс.тг	558 587,19	566 971,95	576 337,60	584 439,01	592 428,99	602 108,49	613 211,60	623 128,30
Итого затраты	тыс.тг	1 762 326,73	1 784 402,98	1 808 261,58	1 831 606,30	1 855 552,65	1 881 875,03	1 910 289,49	1 938 174,68
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг	2 085 587,66	2 072 351,16	2 059 387,91	2 046 695,51	2 034 271,62	2 022 113,90	2 010 220,09	1 998 587,94
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	1 762 326,73	1 784 402,98	1 808 261,58	1 831 606,30	1 855 552,65	1 881 875,03	1 910 289,49	1 938 174,68
Операционный доход	тыс.тг	323 260,93	287 948,18	251 126,34	215 089,21	178 718,97	140 238,87	99 930,60	60 413,26
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	83 952,63	72 306,83	63 334,80	56 374,99	50 931,03	46 630,43	43 193,63	40 410,77
Балансовая прибыль	тыс.тг	239 308,30	215 641,36	187 791,54	158 714,23	127 787,94	93 608,44	56 736,97	20 002,50
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	112 031,05	90 998,66	74 178,06	60 673,25	49 788,69	40 982,71	33 832,04	28 004,79
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	239 308,30	215 641,36	187 791,54	158 714,23	127 787,94	93 608,44	56 736,97	20 002,50
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	239 308,30	215 641,36	187 791,54	158 714,23	127 787,94	93 608,44	56 736,97	20 002,50
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	47 861,66	43 128,27	37 558,31	31 742,85	25 557,59	18 721,69	11 347,39	4 000,50
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	191 446,64	172 513,09	150 233,23	126 971,38	102 230,36	74 886,75	45 389,57	16 002,00

Таблица П. 4.2.15 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Недра Ком», 1 вариант

Составляющие	Ед. изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	28 575 434,42	1 869 206,54	2083445,60	2035123,05	2079841,55	2079502,05	2099099,84	2085587,66
Итого приток средств	тыс.тг	28 575 434,42	1869206,54	2083445,60	2035123,05	2079841,55	2079502,05	2099099,84	2085587,66
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	24 671 796,26	1 494 301,37	1634403,91	1641765,86	1681564,15	1706477,03	1740794,50	1762326,73
прямые затраты	тыс.тг	16 228 303,45	989338,46	1075278,20	1082439,12	1106486,97	1122763,41	1143038,50	1157636,73
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	670 580,22	58825,57	59843,63	55722,21	52384,51	49731,39	47755,41	46102,81
расходы периода	тыс.тг	7 772 912,58	446137,34	499282,08	503604,54	522692,66	533982,23	550000,60	558587,19
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	2 334,40	2334,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	480 655,19	19059,93	44983,96	43144,17	50792,04	50926,57	51830,27	47861,66
Итого отток средств	тыс.тг	25 154 785,85	1515695,71	1679387,87	1684910,03	1732356,18	1757403,61	1792624,77	1810188,39
Поток денежной наличности	тыс.тг	3 420 648,56	353 510,83	404 057,73	350 213,02	347 485,36	322 098,44	306 475,07	275 399,27
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг								
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	2 286 316,00	353510,83	367325,21	289432,25	261070,90	219997,57	190296,90	155455,71
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	1 957 424,87	353510,83	351354,55	264811,36	228477,27	184160,83	152372,27	119062,71
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	1 715 075,76	353510,83	336714,78	243203,49	201091,07	155332,97	123165,46	92230,66
Накопленный поток денежной наличности									
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	3 420 648,56	353510,83	757568,56	1107781,59	1455266,95	1777365,39	2083840,46	2359239,73
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	2 286 316,00	353510,83	720836,04	1010268,29	1271339,19	1491336,76	1681633,66	1837089,37
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	1 957 424,87	353510,83	704865,38	969676,74	1198154,01	1382314,84	1534687,11	1653749,82
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	1 715 075,76	353510,83	690225,61	933429,10	1134520,16	1289853,13	1413018,59	1505249,25

Продолжение таблицы П. 4.2.15

Составляющие	Ед. изм.	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	2072351,16	2059387,91	2046695,51	2034271,62	2022113,90	2010220,09	1998587,94
Итого приток средств	тыс.тг	2072351,16	2059387,91	2046695,51	2034271,62	2022113,90	2010220,09	1998587,94
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	1784402,98	1808261,58	1831606,30	1855552,65	1881875,03	1910289,49	1938174,68
прямые затраты	тыс.тг	1172642,67	1188128,88	1204106,54	1220587,21	1237582,81	1255105,62	1273168,34
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	44788,36	43795,10	43060,75	42536,44	42183,73	41972,28	41878,04
расходы периода	тыс.тг	566971,95	576337,60	584439,01	592428,99	602108,49	613211,60	623128,30
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	43128,27	37558,31	31742,85	25557,59	18721,69	11347,39	4000,50
Итого отток средств	тыс.тг	1827531,25	1845819,88	1863349,15	1881110,23	1900596,72	1921636,89	1942175,18
Поток денежной наличности	тыс.тг	244 819,91	213568,03	183346,37	153161,38	121517,18	88 583,20	56 412,76
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	125631,33	99631,06	77756,76	59050,34	42591,03	28225,34	16340,77
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	92036,87	69815,77	52118,48	37859,15	26119,29	16556,83	9168,65
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	68324,74	49669,10	35533,75	24736,42	16354,75	9935,20	5272,56
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	2604059,64	2817627,67	3000974,04	3154135,42	3275652,60	3364235,80	3420648,56
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	1962720,70	2062351,76	2140108,52	2199158,86	2241749,89	2269975,23	2286316,00
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	1745786,69	1815602,46	1867720,94	1905580,09	1931699,38	1948256,22	1957424,87
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	1573573,99	1623243,09	1658776,84	1683513,26	1699868,01	1709803,21	1715075,76

Таблица П. 6.4.1 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» при I варианте разработки

№	Показатели	Объем газа, млн. м³																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Объем добычи газа (V ₁), млн. м³	9,317	7,324	5,840	4,822	4,152	3,538	2,996	2,528	2,144	1,828	1,568	1,353	1,176	1,029	0,506	0,478	0,453	0,421
1.1	Объем добычи растворенного газа, млн. м³	2,617	1,844	1,358	1,157	1,155	1,086	0,991	0,889	0,803	0,732	0,671	0,620	0,576	0,539	0,506	0,478	0,453	0,421
1.2	Объем добычи сухого газа, млн. м³	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн. м³	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507
2.1	ПП-1,6А (1 ед.) (расход газа 130 м³/ч)	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139
2.2	ПГПТ-30М (2 ед.) (расход газа 14 м³/ч)	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245
2.3	ПП-0,63А (1 ед.) (расход газа 14 м³/ч)	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
3	Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V ₅), млн. м³	7,563	5,623	4,178	3,187	2,535	1,937	1,410	0,954	0,580	0,273	0,020	-0,189	-0,362	-0,505	-1,014	-1,042	-1,066	-1,097
4	Технологические потери*, млн.м³ (0,192% от V ₁), млн. м³	0,01789	0,01406	0,01121	0,00926	0,00797	0,00679	0,00575	0,00485	0,00412	0,00351	0,00301	0,00260	0,00226	0,00198	0,00097	0,00092	0,00087	0,00081
5	Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _v) , млн. м³	0,229	0,180	0,144	0,119	0,102	0,087	0,074	0,062	0,053	0,045	0,039	0,033	0,029	0,025	0,012	0,012	0,011	0,010

Таблица П. 6.4.2 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «СП «Казгермунай» при III варианте разработки

№	Показатели	Объем газа, млн. м³																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	Объем добычи газа (V ₁), млн. м³	9,651	53,247	62,180	70,878	65,702	45,214	31,207	17,407	12,697	7,152	5,767	3,590	3,268	2,989	2,343	2,202	2,073	1,912
1.1	Объем добычи растворенного газа, млн. м³	2,950	2,480	1,929	2,536	4,277	4,527	4,181	3,850	3,558	3,298	3,066	2,857	2,668	2,498	2,343	2,202	2,073	1,912
1.2	Объем добычи сухого газа, млн. м³	6,700	50,767	60,251	68,342	61,426	40,687	27,026	13,557	9,139	3,854	2,701	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн. м³	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507	1,507
2.1	ПП-1,6А (1 ед.) (расход газа 130 м³/ч)	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139	1,139
2.2	ПГПТ-30М (2 ед.) (расход газа 14 м³/ч)	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245
2.3	ПП-0,63А (1 ед.) (расход газа 14 м³/ч)	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
3	Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V ₅), млн. м³	7,896	50,375	59,080	67,555	62,512	42,549	28,900	15,454	10,865	5,462	4,112	1,991	1,678	1,405	0,776	0,638	0,513	0,356
4	Технологические потери*, млн.м3(0,192% от V ₁), млн. м³	0,01853	0,10223	0,11939	0,13609	0,12615	0,08681	0,05992	0,03342	0,02438	0,01373	0,01107	0,00689	0,00628	0,00574	0,00450	0,00423	0,00398	0,00367
5	Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _v), млн. м³	0,229	1,264	1,474	1,680	1,557	1,072	0,740	0,413	0,301	0,170	0,137	0,085	0,077	0,071	0,056	0,052	0,049	0,045

Таблица П. 6.4.3 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» при I варианте разработки

№	Показатели	Объем газа, млн. м³																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	Объем добычи газа (V ₁), млн. м³	0,279	0,305	0,292	0,292	0,287	0,284	0,276	0,269	0,262	0,255	0,249	0,243	0,236	0,230	0,225	0,219	0,213	0,208	0,203
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн. м³	0,279	0,305	0,292	0,292	0,287	0,284	0,276	0,269	0,262	0,255	0,249	0,243	0,236	0,230	0,225	0,219	0,213	0,208	0,203
2.1	Путевой подогреватель УН-02 (4 ед.)	0,279	0,305	0,292	0,292	0,287	0,284	0,276	0,269	0,262	0,255	0,249	0,243	0,236	0,230	0,225	0,219	0,213	0,208	0,203
3	Технологические потери*, млн.м3(0,192% от V ₁), млн. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _v), млн. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Таблица П. 6.4.4 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО «Недра Ком» при III варианте разработки

№	Показатели	Объем газа, млн. м³																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	Объем добычи газа (V ₁), млн. м³	0,326	0,391	0,374	0,372	0,362	0,356	0,346	0,336	0,326	0,317	0,308	0,299	0,29	0,282	0,274	0,266	0,259	0,252	0,245
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн. м³	0,326	0,391	0,374	0,372	0,362	0,356	0,346	0,336	0,326	0,317	0,308	0,299	0,29	0,282	0,274	0,266	0,259	0,252	0,245
2.1	Путевой подогреватель УН-02 (4 ед.)	0,326	0,391	0,374	0,372	0,362	0,356	0,346	0,336	0,326	0,317	0,308	0,299	0,29	0,282	0,274	0,266	0,259	0,252	0,245
3	Технологические потери*, млн.м3(0,192% от V ₁), млн. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _v), млн. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	