

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №24014522

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора по
геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»



Тасеменов Е.Т.

2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА КОТЫРТАС СЕВЕРНЫЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБАЙ

Договор №1195769/2026/1 от 10.03.2026г.

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:



А.С. МАРДАНОВ

Первый заместитель
директора филиала по геологии и
разработке:

Т.С. ДЖАКСЫЛЫКОВ

г. Атырау, 2026г

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке _____ Башев А.А.	(общее руководство)
Руководитель управления разработки месторождений ЭМГ _____ Гуковский Д.А.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер управления разработки месторождений ЭМГ _____ Еспусинова А.С.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по геологии, Инженер управления геологии и геологоразведки _____ Закенова А.С.	(главы 2, 11)
Инженер управления геофизики и перофизики _____ Орынов Е.Ж.	(разделы 2.2, 2.4)
Ведущий инженер управления геофизики и перофизики _____ Нысангалиева Ш.О.	(разделы 2.2, 2.4)
Старший инженер управления геологии и геологоразведки _____ Ермаков Э.В.	(раздел 2.3)
Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Ескалиев Б.	(глава 7)
Инженер управления системы сбора, транспортировки и подготовки продукции _____ Сейсенбаев А.Д.	(разделы 6.3, 6.4, 6.5)
Ведущий инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа _____ Изтелеуов А.Б.	(раздел 6.1, 6.2)
Инженер управления бюджетирования и экономических исследований _____ Аланбаева А.В.	(главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)
Старший инженер управления экологии _____ Асланқызы Г.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: _____ Гуковский Д.А.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
1	2	
	РЕФЕРАТ	14
	ВВЕДЕНИЕ	15
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	20
2.	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	22
2.1	Характеристика геологического строения	22
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	45
2.3	Состав и свойства нефти, газа и воды	55
2.3.1	<i>Состав и свойства нефти в пластовых условиях</i>	56
2.3.2	<i>Состав и свойства нефти в поверхностных условиях</i>	62
2.3.3	<i>Компонентный состав и свойства газа</i>	65
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	70
2.5	Запасы нефти и газа	74
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	79
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	80
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	95
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	95
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	113
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	117
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	122
3.3.1	<i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	122
3.3.2	<i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i>	123
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	125
3.4.1	<i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов</i>	125
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	128
3.4.3	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	131
3.4.4	<i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	132
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	134
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	139
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	139
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	154
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	158

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
1	2	
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	159
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	159
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	161
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	161
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	166
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	173
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	179
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	183
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	184
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	184
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	186
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	188
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	192
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	202
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ УЧАСТКА	212
12.	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	214
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	218
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	223

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Характеристика толщин продуктивных горизонтов	50
2.	2.2.2	Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта	51
3.	2.2.3	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	51
4.	2.2.4	Статистические ряды распределений проницаемости горизонта	53
5.	2.3.1	Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях	67
6.	2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.	67
7.	2.3.3	Компонентный состав и растворенного в нефти газа (в мол %)	68
8.	2.3.4	Компонентный состав и свойства попутного газа (в мол %)	69
9.	2.4.1	Виды специальных исследований (триас)	70
10.	2.4.2	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой (скв. №148)	71
11.	2.4.3	Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв. №148)	71
12.	2.4.4	Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта	73
13.	2.5.1	Величина подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа	75
14.	2.5.2	Величина подсчетных параметров, запасов свободного газа и содержащихся в газе компонентов	78
15.	3.1.1	Количество проведенных ГДИС на дату отчета и проектирования	80
16.	3.1.2	Результаты гидродинамических исследований скважин	81
17.	3.1.3	Распределение начального и текущего пластового давления по объектам	91
18.	3.1.4	Коэффициент эксплуатации скважин I объекта	92
19.	3.1.5	Коэффициент эксплуатации скважин II объекта	93
20.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026	96
21.	3.2.2	Основные технологические показатели разработки I объекта	101
22.	3.2.3	Основные технологические показатели разработки II объекта	102
23.	3.2.4	Основные технологические показатели разработки участка в целом	103
24.	3.2.5	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	105
25.	3.2.6	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	106
26.	3.2.7	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по участку	107
27.	3.2.8	Статистические показатели характеристик неоднородности	108
28.	3.2.9	Основные показатели выработки запасов нефти по объектам разработки	115
29.	3.2.10	Сравнение начальных и текущих показателей по скважинам, пробуренным в период 2010-2012 гг.	120
30.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики объектов и горизонтов	127
31.	3.4.2	Программа проведения ГТМ по 1 варианту разработки	128
32.	3.4.3	Программа проведения ГТМ по 2 варианту разработки	129
33.	3.4.4	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки	130

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
34.	3.5.1	Маркетинговые показатели	135
35.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат	136
36.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	137
37.	3.5.4	Ставки налога на добычу	137
38.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	138
39.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	138
40.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин в целом по участку. Вариант 2 (рекомендуемый)	14
41.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки в целом по участку. Вариант 2 (рекомендуемый)	140
42.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	141
43.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	141
44.	4.1.5	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	142
45.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	142
46.	4.1.7	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения	143
47.	4.1.8	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	144
48.	4.1.9	Результаты исследовательских работ по методам установившихся режимов (МУО)	153
49.	4.2.1	Капитальные вложение, 2 вариант	155
50.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 2 вариант	155
51.	4.2.3	Производственный доход, 2 вариант	155
52.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	156
53.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант	157
54.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	158
55.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом	159
56.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин на участке Котыртас Северный месторождения Кенбай	162
57.	6.2.1	План рекомендуемых ГТМ	172
58.	6.3.1	Техническая характеристика технологических трубопроводов добывающих скважин участка «Котыртас Северный», месторождения «Кенбай»	174
59.	6.4.1	Баланс добычи и распределения нефтяного газа (1-вариант)	182
60.	6.4.2	Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант)	182
61.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин	184
62.	7.1.2	Расчет продолжительности бурения скважин с проектной глубиной 1300	185

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
63.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект I. Вариант 2 (рекомендуемый)	189
64.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект II объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	190
65.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ в целом по участку. Вариант 2 (рекомендуемый)	191
66.	9.1	Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки	201
67.	10.1.1	Общая климатическая характеристика	203
68.	10.1.2	Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С	203
69.	10.1.3	Средняя месячная и годовая скорость ветра, м\с	203
70.	10.1.4	Повторяемость направления ветра и штилей (%)	203
71.	11.1	Запасы нефти и газа	212
72.	12.1	Стоимость ликвидации скважин	215
73.	12.2	Список демонтируемого оборудования.	215
74.	12.3	Масса рекультивируемой земли	216
75.	12.4	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	216
76.	12.5	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	217

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	21
2.	2.1.1	Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП	29
3.	2.1.2	Характеристика волнового поля на площади работ	30
4.	2.1.3	Структурная карта по ОГ-Т2 (кровля отложений среднего триаса)	32
5.	2.1.4	Структурная карта по кровле пласта Т-IV	33
6.	2.1.5	Фрагмент временного разреза по линии CrossLine 370	34
7.	2.3.2	Зависимость пластового давления (Рпл) и давления насыщения (Ps) от глубины	60
8.	2.3.3	Зависимость пластовой температуры от глубины	60
9.	2.3.4	Зависимость давления насыщения от газосодержания	61
10.	2.3.5	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	61
11.	2.3.6	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	61
12.	2.3.7	Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти	61
13.	2.3.8	Зависимость плотности от глубины	63
14.	2.3.9	Зависимость смол-силикагелевых от глубины	63
15.	2.3.10	Зависимость плотности от глубины	64
16.	2.3.11	Зависимость плотности от глубины	64
17.	2.4.1	График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности	70
18.	2.4.2	Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. №148)	72
19.	3.1.1	Динамика изменение забойного давления скважины №10	82
20.	3.1.2	Диагностический график. Производная давления скважины №10	82
21.	3.1.3	Полулогарифмический график. Проведенный косвенный скважины №10	83
22.	3.1.4	Динамика изменение забойного давления скважины №103	84
23.	3.1.5	Динамика изменения динамического уровня и затрубного давления скважины №103	84
24.	3.1.6	Зависимость Рзаб-Qжид	85
25.	3.1.7	Динамика изменение забойного давления скважины №78	86
26.	3.1.8	Динамика изменения динамического уровня и затрубного давления скважины №78	87
27.	3.1.9	Определение пластового давления и продуктивности с помощью кривой Вогеля	87
28.	3.1.10	Динамика изменение забойного давления скважины №109	88
29.	3.1.11	Диагностический график. Производная давления скважины №109	89
30.	3.1.12	Полулогарифмический график. Проведенный косвенный скважины №109	89
31.	3.1.13	График Миллер-Дайс-Хатчинсона (МДХ) скважины №109	90
32.	3.1.14	Динамика пластового и забойного давлений по I объекту	92
33.	3.1.15	Динамика пластового и забойного давлений по II объекту	93
34.	3.2.1	Распределение фонда добывающих скважин по объектам участка	95
35.	3.2.2	Динамика распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти. I объект	96
36.	3.2.3	Динамика распределения действующего фонда скважин по	97

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
		дебитам нефти. II объект	
37.	3.2.4	Динамика распределения действующего фонда скважин по среднегодовой обводненности. I объект	97
38.	3.2.5	Динамика распределения действующего фонда скважин по среднегодовой обводненности. II объект	97
39.	3.2.6	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	98
40.	3.2.7	Динамика основных показателей разработки I объекта	99
41.	3.2.8	Динамика основных технологических показателей разработки II объекта	99
42.	3.2.9	Динамика основных показателей разработки в целом по участку	101
43.	3.2.10	Динамика эксплуатации скважины № 101н	109
44.	3.2.11	Динамика эксплуатации скважины № 66н	109
45.	3.2.12	Показатели нагнетательной скважины № 72	110
46.	3.2.13	Анализ влияния закачки по I объекту	111
47.	3.2.14	Анализ влияния закачки по II объекту	112
48.	3.2.15	Динамика закачки воды по объектам разработки	112
49.	3.2.16	Распределение утвержденных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам	113
50.	3.2.17	Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам	113
51.	3.2.18	Распределение утвержденных и текущих значений КИН	114
52.	3.2.19	Характеристики вытеснения по I объекту	115
53.	3.2.20	Характеристики вытеснения по II объекту	116
54.	3.2.21	Сопоставление моделей трещин ГРП на скв. №130	118
55.	3.2.22	Показатели скважины №130 после проведения ГРП	119
56.	3.2.23	Сопоставление начальных и текущих дебитов новых скважин	120
57.	4.1.1	Индикаторные диаграммы для притока однофазной жидкости	144
58.	4.1.2	Индикаторная диаграмма Вогеля	145
59.	4.1.3	Индикаторные диаграммы при ниже давления насыщения	146
60.	4.1.4	Индикаторные диаграмма скважины №76	147
61.	4.1.5	Индикаторные диаграмма скважины №76	147
62.	4.1.6	Индикаторные диаграмма скважины №124	148
63.	4.1.7	Индикаторные диаграмма скважины №124	148
64.	4.1.8	Индикаторные диаграмма скважины №93	149
65.	4.1.9	Индикаторные диаграмма скважины №93	149
66.	4.1.10	Индикаторные диаграмма скважины №121	150
67.	4.1.11	Индикаторные диаграмма скважины №121	150
68.	4.1.12	Индикаторные диаграмма скважины №125	151
69.	4.1.13	Индикаторные диаграмма скважины №125	151
70.	4.1.14	Индикаторные диаграмма скважины №75	152
71.	4.1.15	Индикаторные диаграмма скважины №75	152
72.	6.3.1	Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции участка «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай»	174
73.	6.3.2	Принципиальная технологическая схема ЦПС «Котыртас Северный»	177
74.	6.4.1	Обзорная карта НГДУ «Кайнармунайгаз»	181

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
75.	10.1.1	Роза ветров	204

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	224
2.	2.3.2	Физико-химическая характеристика нефти в поверхностных условиях	225
3.	2.3.3	Компонентный состав растворенного газа.	229
4.	2.3.4	Компонентный состав попутного газа.	230
5.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1	231
6.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1	231
7.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1	232
8.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1	232
9.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин в целом по участку. Вариант 1	233
10.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки в целом по участку. Вариант 1	233
11.	4.2.1	Капитальные вложения (Вариант 1)	234
12.	4.2.2	Бюджетная эффективность (Вариант 1)	234
13.	4.2.3	Производственный доход (Вариант 1)	234
14.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)	235
15.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)	236
16.	12.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения	237
17.	12.2	График ликвидации скважин в период разработки (рекомендуемый)	244

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложений	Кол- во листов	Масштаб
1	2	3	4
1	Геологический профиль по линии I-I	1	1:10000
2	Геологический профиль по линии II-II	1	1:10000
3	Геологический профиль по линии III-III	1	1:10000
4	Геологический профиль по линии IV-IV	1	1:10000
5	Геологический профиль по линии V-V	1	1:10000
6	Геолого-литологический профиль по линии I-I	1	гор 1:2500 вер 1:1000
7	Геолого-литологический профиль по линии II-II	1	гор 1:2500 вер 1:1000
8	Геолого-литологический профиль по линии III-III	1	гор 1:2500 вер 1:1000
9	Геолого-литологический профиль по линии IV-IV	1	гор 1:2500 вер 1:1000
10	Геолого-литологический профиль по линии V-V	1	гор 1:2500 вер 1:1000
11	ВНК	1	1:10000
12	Структурная карта горизонта Т	1	1:10000
13	Структурная карта горизонта Т-I	1	1:10000
14	Структурная карта горизонта Т-II	1	1:10000
15	Структурная карта горизонта Т-III	1	1:10000
16	Структурная карта горизонта Т-IV	1	1:10000
17	Структурная карта горизонтов Т-V, Т-VI	1	1:10000
18	Карта фонда скважин	1	1:10000
19	Карта текущих и суммарных отборов I объекта	1	1:10000
20	Карта текущих и суммарных отборов II объекта	1	1:10000
21	Карта изобар I объекта	1	1:10000
22	Карта изобар II объекта	1	1:10000
23	Карта пробуренных и проектных скважин I объекта	1	1:10000
24	Карта пробуренных и проектных скважин II объекта	1	1:10000

Всего: 24 графических приложений на 24 листах

РЕФЕРАТ

Работа содержит 244 страницы, в т.ч. 76 таблиц, 75 рисунков, 17 табличных приложений, 24 графических приложений.

Ключевые слова: месторождение, нефть, газ, вода, горизонт, пласт, водонефтяной фактор, балансовые, извлекаемые запасы нефти, коэффициент нефтеотдачи, скважина, объект разработки, темп отбора, плотность сетки скважин, добыча нефти, дебит нефти и жидкости, заводнение, показатели разработки, нормативы, капитальные вложения, себестоимость, прибыль, эффективность.

Цель работы - разработка комплекса технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и растворенного газа из недр, контролю за процессом разработки, направленных на достижение максимально возможного, экономически целесообразного коэффициента извлечения нефти.

В настоящем «Дополнении к проекту разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай» приведены сведения о геологическом строении горизонтов месторождения и их коллекторских свойствах, а также сведения о физико-химических свойствах нефти и воды в пластовых и поверхностных условиях. Выбраны исходные данные для проектирования и расчета технологических показателей разработки.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, 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.

Проведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. В настоящем проекте рассмотрено 2 варианта разработки.

По результатам технико-экономического анализа показателей вариантов разработки к реализации рекомендован II вариант.

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.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения является АО «Эмбаунайгаз», имеющее Государственную лицензию серии МГ № 88 (нефть) от 08.02.1995 г. на право пользования недрами РК для добычи углеводородного сырья и единый Контракт с компетентным органом правительства РК на проведение разведки и добычи углеводородов №37 от 16.01.1996 г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №37 от 16.01.1996 года срок действия Контракта продлен до 16.01.2041 года включительно.

Горный отвод предоставлен Акционерному обществу «Эмбаунайгаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Кенбай (Участок Котыртас Северный). Площадь горного отвода – 121,8 кв. км., глубина отвода – по абсолютной отметке -2000 м (надсолевой комплекс).

На месторождении Котыртас Северный поисковое бурение начато в 1985 году, открыто в 1986 году. Первые сведения о геологическом строении структуры Котыртас Северный получены в результате сейсмических исследований МОГТ в комплексе со структурным бурением. Первооткрывательницей месторождения является скважина №1, в которой установлена нефтегазоносность триасовых отложений. Дебит нефти при опробовании горизонта Т-I составил 25 м³/сут. Поисковым бурением в разрезе триаса установлены шесть продуктивных горизонтов.

В 1987-89 гг. отработан дополнительный объем профилей МОГТ с целью детализации геологического строения месторождения. В результате проведенных исследований выявлен соляной “карниз” и детализировано его геологическое строение. Для изучения “подкарнизных” отложений пробурена скважина № 14. Результатами бурения скважины подтверждено наличие соляного “карниза” и вскрыты триасовые отложения в “подкарнизной” части структуры, признаков нефти и газа не отмечено.

В 1987 году на месторождении Котыртас Северный начато разведочное бурение.

На стадии завершения этапа разведочных работ, по результатам бурения 24 скважин и подготовки месторождения к разработке по материалам, полученным в ходе бурения скважин, в 1990 году произведен подсчет запасов нефти и газа месторождения Котыртас Северный (КазНИГРИ, г. Атырау). Подсчитанные запасы утверждены ГКЗ СССР (протокол №11078 от 26.06.91 г.) и приняты на баланс в объеме:

Нефти:

- 9941/3436 тыс. т по категории C₁;
- 2150/240 тыс. т по категории C₂;

Растворенного в нефти газа:

- 379.3/135.2 млн. м³ по категории C₁;

- 59/7,2 млн. м³ по категории С₂;

Свободный газ и газ газовой шапки:

- 197 млн. м³

На основе данных, полученных в ходе проведения поисково-разведочных работ и подсчета запасов, в 1995 году составлена “Технологическая схема разработки участка Котыртас месторождения Кенбай” силами ЦНИЛ АО “Эмбаунайгаз” совместно с институтом “Каспиймунайгаз”, утвержденная в ЦКЗР при ГХК “Мунайгаз”, г. Алматы в 1996 году, где предусмотрена разработка трех эксплуатационных объектов:

I объект – залежь нефтяного горизонта Т-III;

II объект – залежи нефтяных горизонтов Т-IV, Т-V;

Возвратный объект – залежи нефтяного и газонефтяного горизонтов Т и Т-I, Т-II.

Рассматриваемый участок месторождения разрабатывался с 28 мая 1996 года пятью добывающими скважинами, согласно утвержденному I варианту разработки технологической схемы разработки.

В 2002 году ОАО «Казахстанкаспийшельф» были проведены сейсмические работы 3Д на месторождении Кенбай в объеме 100 кв.км, из них 30 кв.км приходится на месторождение Котыртас Северный с целью изучения его геологического строения.

С учетом данных сейсмики 3Д, бурения эксплуатационных скважин, дополнительных исследований пластовых флюидов и кернового материала уточнена геологическая модель месторождения, в связи с чем, возникла необходимость пересчета запасов нефти и газа. В 2007г институтом АО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнен пересчет запасов нефти и газа. Согласно Протоколу ГКЗ РК №604-07-У от 19.07.2007г на государственный баланс РК поставлены следующие запасы:

Нефти:

- 6784,5/1977,3 тыс. т по категории С₁;
- 2738,8/241,9 тыс. т по категории С₂;

Растворенного в нефти газа:

- 443,7/139,6 млн. м³ по категории С₁;
- 130,2/13,1 млн. м³ по категории С₂;

Свободный газ и газ газовой шапки:

- 54 млн. м³ по категории С₁.

В 2007 году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Проект разработки месторождения Кенбай, участок Котыртас Северный», утвержденный протоколом ЦКР РК №52 от 18.09.2008 г.

В 2010 г. на участке были проведены сейсморазведочные работы 3Д-МОГТ, по результатам которых были уточнены площади нефтеносности продуктивных горизонтов. Наибольшее увеличение площади нефтеносности отмечено по залежам Т-I, Т-III, IV, V. В связи с накоплением новых геолого-геофизических материалов по состоянию изученности на 01.07.2013 г. составлен отчет по пересчету запасов нефти и газа. Согласно Протоколу утверждения ГКЗ РК №1323-13-У от 27.08.2013 г. запасы УВ в целом по участку были приняты на Государственный баланс в количестве:

Нефти:

- 6640/1474 тыс. т по категории В+С₁;
- 1276/89 тыс. т по категории С₂;

Растворенного в нефти газа:

- 536,5/124,5 млн. м³ по категории В+С₁;
- 104,4/7,2 млн. м³ по категории С₂;

Свободный газ и газ газовой шапки:

- 32 млн. м³ по категории С₁.

По результатам пересчета в целом по участку наблюдается уменьшение промышленных запасов нефти на -2% (-145 тыс. т) геологических и -25% (-503 тыс. т) извлекаемых.

Согласно протоколу, ГКЗ постановил: Отбирать и исследовать керн, в том числе из газонасыщенных интервалов разреза, для обоснования граничного значения проницаемости, определена точной водо- и нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения; в каждой новой скважине проводить ГГК-п и сопоставлять с результатами определения Кп на керне и по другим методам ГИС; отбирать и исследовать пробы пластовых флюидов из каждой залежи; уточнить положения водонефтяных и газонефтяных контактов; доизучить участки месторождения с запасами категории С₂(северную часть блока II); учет добычи проводить по залежам с использованием результатов замеров профилей притока; проводить ГИС-контроль и определять текущие положения ВНК и ГНК. Рекомендации по текущим исследованиям участка выполнены, однако в связи с отказом от бурения, требования по новым скважинам оказались невозможны к выполнению.

В 2014 г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен и утвержден «Анализ разработки ...», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИНТ РК сроком на 3 года (2014-2017 гг.) (Письмо №22-04-615-и от 25.06.2014 г., на основании рекомендаций ЦКРР РК Протокол №48/25 от 30.05.2014 г.). В рамках «Анализа разработки...» была скорректирована программа работ и уровни добычи, проведена оценка эффективности реализации ранее утвержденных проектных решений, с учетом

имеющегося представления о геологическом строении и полученных новых сведений о геолого-промысловой характеристике продуктивных залежей участка на 01.01.2014г.

В 2016 г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен второй «Анализ разработки ...», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИР РК (Письмо №27-5-2511-и от 22.12.2016 г., на основании рекомендаций Протокола ЦКРР РК №78/15 от 18.11.2016 г.). В рамках «Анализа разработки...» были представлены данные о текущем состоянии разработки, геологическом строении и гидродинамической характеристике участка на 01.01.2016 г. Также по причине несоответствия фактических технологических показателей проектным показателям предыдущего «Анализа разработки ...» 2014 г. были уточнены уровни добычи за 2016-2018гг.

В 2017г был составлен «Уточненный проект разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо от 23.02.2017 г. №27-5-473-И) на основании Протокола ЦКРР №81 от 27.01.2017 г. Проектом были рассмотрены три варианта разработки, к утверждению приняли третий вариант, где предусматривается ввод из бурения 16 новых скважин, а также перевод под нагнетания 8 скважин.

В 2021 г. Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Анализ разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай» утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №20/15 от 24-25.11.2021 г.). В рамках которого был проведен анализ системы ППД и, в связи с низкой приемистостью нагнетательных скважин, было вынесено решение отказаться от дальнейшей реализации системы поддержания пластового давления. Также по причине нерентабельности было принято решение отменить бурение новых добывающих скважин и выполнить пересчет извлекаемых запасов месторождения.

В 2022 г. был составлен «Пересчет извлекаемых запасов нефти, растворенного в нефти газа, свободного газа и газа газовых шапок участка Котыртас Северный месторождения Кенбай Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022 г.». В целом по месторождению подсчитанные извлекаемые запасы нефти промышленной категории $B+C_1$ уменьшились на 621,7 тыс. т (-42%) и составили 852,3 тыс.т. (Протокол ГКЗ РК №2553-23-У от 23.05.2023 г.).

В 2024г. был составлен реализуемый на сегодня «Проект разработки участка Северный Котыртас месторождения Кенбай», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №54/4 от 22.08.2024г). Согласно проекту, на месторождении выделено 2 эксплуатационных объекта:

- I объект – горизонты Т, Т-I, Т-II, Т-III;
- II объект - горизонты Т-IV, Т-V;

В 2025г был выполнен и утвержден «Прирост запасов нефти и газа участка Северный Котыртас месторождения Кенбай» (Протокол ГКЗ РК №2792-25-У от 19.12.2025г) в рамках доразведки прирост запасов осуществлен по горизонтам Т-III и Т-IV. Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории в целом по месторождению В+С1 составили 6720/867,9 тыс. т и увеличились на 80/16 тыс. т, по категории С2 геологические/извлекаемые запасы составили 1206/137 тыс. т и уменьшились на 70/15 тыс. т.

Геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа по категории В+С1 составили 544,7/73 млн. м3 и увеличились на 8/2 млн. м3, запасы категории С2 составили 93/11,3 млн. м3 и уменьшились на 11/2 млн. м3

Целью составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...» является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на участке Котыртас Северный месторождении Кенбай на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Прирост запасов нефти...» 2025г.

При выполнении настоящей работы использованы фактические геолого-промысловые материалы, предоставленные АО «Эмбаунайгаз» и НГДУ «Кайнармунайгаз», авторы выражают благодарность специалистам за сотрудничество.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Участок Котыртас Северный месторождения Кенбай, расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в междуречье Сагиз-Эмба и приурочено к Сагизской зоне локальных поднятий по надсолевому комплексу. По нефтегазогеологическому районированию месторождение относится к Сагизской зоне нефтегазонакопления.

В административном отношении месторождение входит в состав Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан (рис. 1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жамансор и Мукур, расположенные к северо-западу на расстоянии соответственно 17 и 50 км. Расстояние до областного центра г. Атырау составляет 240 м.

Старые нефтепромыслы Южной Эмбы – Макат, Сагиз, Доссор расположены юго-западнее на расстоянии соответственно 60, 70 и 90 км. В 30 км северо-западнее находится 3-я нефтеперекачивающая станция с выходом нефтепровода на нефтеперерабатывающий завод г. Атырау.

В орографическом отношении район представляет собой полупустынную равнину с широко распространенной сетью соров, с абсолютными отметками рельефа, колеблющимися в пределах от +50 до +100м.

Гидрографическая сеть развита слабо, представлена небольшой рекой Кайнар, пересыхающей в летнее время. Севернее площади протекает река Сагиз, вода которой не пригодна для питья. Пресноводных колодцев в районе мало, дебиты воды в них незначительные.

Климат района резко континентальный с большими колебаниями суточных и сезонных температур. Зима холодная, малоснежная, температура достигает в январе-феврале до -35 -40 °С мороза, лето жаркое и сухое с максимальной температурой до +30 +40 °С. В летнее время преобладают ветры северо-западного направления, а зимой северо-восточного от 5 до 15 м/сек. Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 170 до 200 мм в год.

Животный мир и растительность представлены видами, типичными для полупустынь. Растительный покров представлен, в основном, полынью, верблюжьей колючкой. Животный мир не богат, из крупных животных встречаются сайгаки, волки, лисицы, корсаки. Очень много грызунов. Из птиц встречаются степные орлы, дрофы, куропатки.

Район является практически не заселенным, в летний период население занимается отгонным животноводством.

Перевозка буровых бригад, технического персонала и грузов осуществляется по асфальтированным и грунтовым дорогам.

В районе работ помимо наличия углеводородного сырья имеются строительные материалы.

Газонефтяной участок Котыртас Северный относится к группе разрабатываемых, находится в ведении АО «Эмбамунайгаз».

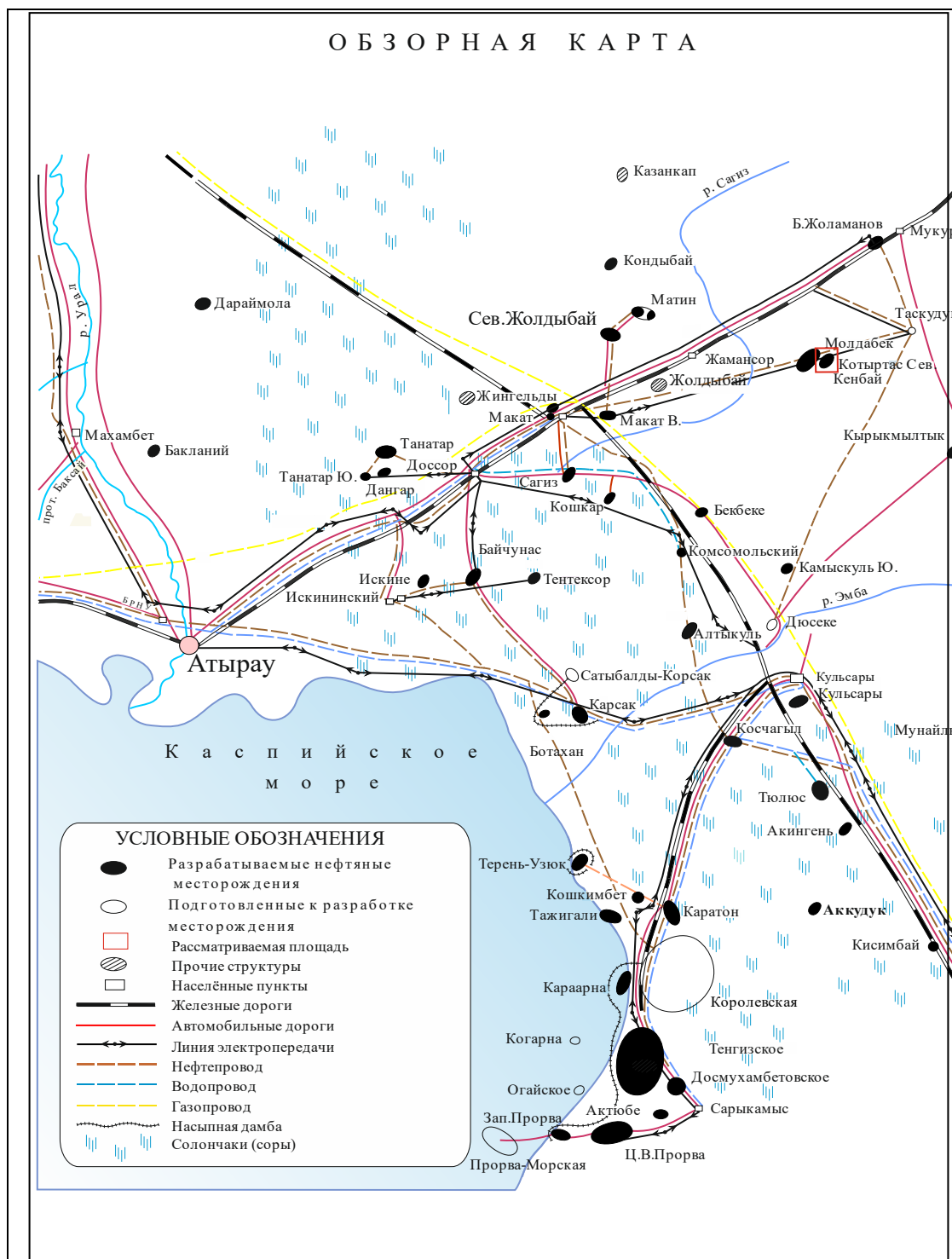


Рис. 1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

После последнего ПЗ-2013г была пробурена одна скважина №148, геологическое строение участка осталось без изменений.

2.1. Характеристика геологического строения

На участке Котыртас Северный пробуренными скважинами вскрыты отложения от пермотриасового до четвертичного возраста включительно, в том числе вскрыты отложения кунгурского яруса нижней перми (соль), которые внедряются в отложения пермотриаса в виде карниза.

Пермская система – Р

Нижний отдел – Р₁

Кунгурский ярус – Р_{1к}

Отложения кунгурского яруса сложены двумя толщами: нижней – галогенной и верхней – сульфатной (кепрок). Галогенная толща сложена каменной солью белой, грязно-белой, крупнокристаллической, с редкими маломощными терригенными прослойками и пластами ангидрита.

На каротажных кривых разрез характеризуется уменьшением показаний кривой ГК, повышенными значениями кривой НГК, высокими показаниями кривых БК, КС.

Верхняя пачка (кепрок) представлена ангидритами с пропластками глин. Толщина пачки 5-10 м. Кровля соли по данным ГИС залегает на глубине 1185-2059 м (скв. № 14). Вскрытая толщина соленосной толщи кунгурских отложений в пределах карнизной ее части составляет 875 м (скв. № 14). Кровля отложений кунгурского яруса соответствует сейсмическому реперу ОГ-VI.

Выше с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения триасовой системы.

Триасовая система – Т

Нижний отдел Т₁

Отложения триаса вскрыты всеми скважинами на участке Котыртас Северный и представлены нижним, средним и верхним отделами, залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на породах нижней перми.

В разрезе нижнего триаса выделяются три пачки: песчано-конгломератовая, песчано-глинистая и карбонатно-глинистая. Песчано-конгломератовая и песчано-глинистая пачки получили развитие в мульде соляного купола, по мере приближения к своду структуры пачки выклиниваются. В своде структуры на размытой поверхности кепрока залегает карбонатно-глинистая пачка.

Терригенные породы представлены глинами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, имеющими пеструю окраску. Отложения датированы как нижнетриасовые по представленным спорово-пыльцевым комплексам.

Максимальная глубина залегания кровли нижнетриасовых отложений наблюдается на отметке -1478,4 м (скв. №6), минимальная -1169,3 м (скв. №20).

Вскрытая толщина изменяется в пределах 47 м (скв. №1) до 683 м (скв. №2).

Возрастные определения по триасовым отложениям изучены по площади Тайсойган. В образце из глубины 2975,61 м скв. №СТ-1 наблюдается заварцованность миоспор, определены 10 триасовых форм – *Punctatisporites* sp., *Leiotriletes* sp., *Alisporites* sp., *Microcachryidites* sp., *Sulcatisporites* sp., *S. cf. instatus* Balme, *Colpectopollis cf. ellipsoideus* Vissch.; и 5 девонских – *Hymenozonotriletes* sp., *Cornispora bicornata* Nazar. var. *krilowkensis* Nazar., *Archaeozonotriletes* sp., *Lophozonotriletes* sp., *L. cf. rugosus* Naum.

Средний отдел – Т₂

Отложения среднего триаса имеют небольшую толщину, на Котыртасе Северном их толщина достигает 411 м. Литологически отложения среднего триаса представлены переслаиванием коричневых, зеленовато-серых и темно-серых глин, алевролитов, песчаников и песков толщиной 1-17 м.

С песчано-алевролитовыми слоями связана нефтегазоносность структуры Котыртас Северный, где выявлены пласты (снизу вверх) Т-VI, Т-V, Т-IV, Т-III, Т-II, Т-I.

Песчаники зеленовато-серые, светло-коричневые, мелкозернистые, слюдистые, крепкие. Алевролиты серые, зеленовато-серые, некарбонатные, глинистые. Пески серые, темно-серые, мелкозернистые, глинистые. Отложения датированы по обнаруженным остракодам (скв. № 22).

Максимальная глубина залегания кровли отмечена на отметке 1131,4 м (скв. № 13), минимальная -932,5 м (скв. № 25).

Верхний отдел – Т₃

Отложения верхнего отдела на Котыртас Северном представлены - в нижней части песчано-галечниковой свитой, в составе которой развиты также прослои алевролитов, глин, в верхней части глинами, с прослоями алевролитов. Нижняя часть, к которой приурочен продуктивный пласт Т, по каротажу характеризуется низкими значениями на кривой ГК, отрицательной ПС и повышенными значениями на кривых НГК.

Верхняя глинистая пачка имеет высокие значения естественной гамма-активности и пониженные значения кривой НГК и является четким маркирующим репером.

В сводовой части верхний триас размыт.

Максимальная отметка залегания кровли отмечена на отметке -1037,2 м (скв. №2), минимальная -861,8 м (скв. №40). Толщина отложений колеблется от 12 до 135 м.

Возрастные определения по триасовым отложениям изучены по площади Тайсойган. Образец из глубины 1166,95 м по скв. №ОТ-3 малонасыщен споропыльцой, всего 160 форм. Среди спор встречены *Coniopteris* sp., *Duplexisporites gyratus* Play. et Dett., *Leiotriletes* cf. *rotundus* Naum., *L. corniger* Bolch., *Retusotriletes* sp., *Polycingulatisporites* sp., *Camptotriletes* sp., *Riccisporites tuberculatus* Lundblad, *Osmundacidites* sp., *Bolchovitinaesporites compactus* (Bolch.), *Camptotriletes punctatus* Odintsova, *Cingulizonates* aff. *bulbifera* Odintsova, *Thuringiatriletes* aff. *microverrucatus* E. Schulz, *Punctatisporites* sp., *Nevesisporites limatulus* Pl., *Stereisporites trizonatus* E. Schulz.

Из пыльцы определены двухмешковые *Alisporites australis* de Jers., *Protopinus pergrandis* Bolch., *Paleoconiferus asacatus* Bolch., *P.* cf. *rotundus* Odintsova, *Platysaccus* aff. *guenslandi* de Jersey, *Dipterella oblatinoides* Mal., *Podocarpites* sp., *Podocarpus latifolia* Wall., *Piceites* sp., *Pseudopicea* cf. *magnifica* Bolch., *Cedruites* cf. *microdyction* Warj., стриадные *Striatites* sp., *Striatopodocarpites* sp., *Striatoabietites balmei* Kl., *Taeniesporites* sp., четырехмешковые *Tetrasaccites* (Pant.) Maithy, трехмешковые *Dacrycarpites* sp., одномешковые *Ovalipollis* cf. *rarus* Kl., *O. ovalis* Scheur., *O.* sp., *Heleosaccus* sp., и *Cinkgocycadophytus* sp., *Cordaites* sp.

Юрская система – J

Нижний отдел-J₁

Нижнеюрские отложения с разрывом залегают на триасовых и сложены преимущественно слабосцементированными песчаниками, песками, реже алевролитами с тонкими слоями глин, крепких песчаников и алевролитов.

Песок серый, рыхлый, мелкозернистый. Песчаники серые, мелкозернистые, полимиктовые, слюдистые на глинисто-известковистом цементе, с многочисленными включениями обуглившихся растительных остатков. Алевролиты серые, светло-серые, средней крепости, тонкослоистые. Глины серые, плотные, сильно песчанистые, некарбонатные. Максимальная глубина залегания кровли на участке Котыртас Северный отмечена на отметке -991,2 м (скв. № 2), минимальная -784,3 м (скв. № 40).

Толщина отложений колеблется в пределах от 46 м до 116 м.

К подошве нижнеюрских отложений приурочен отражающий горизонт V.

Средний отдел – J₂

Отложения среднего отдела представлены довольно однообразным составом сероцветных лагунно-континентальных песчано-глинистых отложений ааленского и батбайосского ярусов. Отложения ааленского яруса залегают трансгрессивно на отложениях

нижней юры. Бат-байосские отложения с эрозионным несогласием перекрывают породы ааленского яруса.

Литологически среднеюрские отложения представлены глинами, песчаниками и песками. В отложениях бат-байосса встречаются прослои бурого угля.

Глины серые, местами с буроватым оттенком, плотные, алевроитистые, не известковистые, слюдистые.

Песчаники серые, вверх по разрезу встречаются светло-серые, мелкозернистые, крепкие, ааленские песчаники на карбонатном цементе, бат-байосские – на глинисто-карбонатном.

Пески серые, мелкозернистые, полимиктовые, слюдистые, уплотненные, в бат-байосском разрезе встречаются прослои глинистых песков.

По всему разрезу отмечаются многочисленные включения обуглившихся растительных остатков.

Максимальная глубина залегания на участке Котыртас Северный отмечена на отметке -648 м (скв. №36), минимальная -442,5 м (скв. №25).

Толщина среднеюрских отложений колеблется в пределах 265-354 м.

Возрастные определения по юрским отложениям взяты по аналогии соседнего участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

В споровой части встречены: *Matonia magnifica*, *Bolch*, *Klukisporites variegatus*, *Couper*, *Keiotriletes sp*, *coniopteris sp*, *osmunda sp*, *lycopodium sp.*, *Coniopteris sp*, *Leiotriletes incertus* *Bolch*, *lydocleumsporites sp*, *Eboracue sp*, *salvance sangarenses* *Bolch*.

В пыльцевой части встречены: *classopollis sp*, *rotoconiferus*, *pallopicca*, *Jinkgocycadophytus*, *poceozamites cupresaceol*, *taxodiaceol*, *classopollis sp*, *pinus*.

По 4 петрографическим шлифам из скв. №№5, 6, 7 (участок Молдабек Восточный) удалось отнести породы к отложениям средней юры.

Верхний отдел – Jз

Отложения верхнего отдела, представленные нижневолжским ярусом, присутствуют только на участке Котыртас Северный.

Верхнеюрские отложения трансгрессивно залегают на среднеюрских и литологически представлены глинами, мергелями и в преобладающей степени известняками.

Глины серые, зеленовато-серые, песчанистые, известковистые, слюдистые.

Мергели серые, светло-серые, глинистые, крепкие с включениями аммонитов и раковин пелиципод.

Известняки серые, светло-серые, очень крепкие, с трещинами, залеченными кальцитом.

Максимальная глубина залегания отложений кровли верхней юры отмечена на отметке -591,2 м (скв. № 2), минимальная -428,5 м (скв. № 25).

Меловая система – К

Отложения меловой системы несогласно залегают на юрских отложениях. По литологическим признакам расчленяются на два комплекса: нижний - терригенный, слагающий нижнемеловой отдел и сеноманский ярус верхнего отдела, верхний-карбонатный, отвечающий сенонскому надъярису верхнего мела.

Нижний отдел – К₁

Неокомский подотдел – К_{1nc}

Неоком представлен отложениями готеривского и барремского ярусов.

Готеривский ярус литологически представлен серовато-зелеными, алевроитистыми, известковистыми глинами, серовато-зелеными, известковистыми, мелко- и среднезернистыми песками и песчаниками и редко мергелями.

Барремский ярус представлен песчано-глинистыми породами. Пески зеленовато-серые, глинистые, среднезернистые, плотные. Глины пестроцветные от вишнево-красного цвета до серовато-зеленого, плотные, песчанистые, в сероцветных разностях наблюдаются обуглившиеся растительные остатки.

Максимальная глубина залегания кровли неокомских отложений на участке Котыртас Северный отмечена на отметке -325,3 м (скв. № 109), минимальная -228,8 м (скв. № 40). Толщина отложений неокомского яруса изменяется по скважинам от 192 м (скв. № 20) до 293 м (скв. № 21).

Аптский ярус – К_{1a}

Отложения аптского яруса представлены глинами с прослоями песчаников, песков, алевролитов и доломитов. В основании апта залегает базальный горизонт, сложенный темно-серыми песками с включениями гравия и гальки кварца, кремния, фосфоритов и известняков.

Глины темно-серые до черных, плотные, с включениями доломита. Пески серые, мелкозернистые, с включением остатков растительной органики. Песчаники серые, крепкие, на известковистом цементе.

Максимальная глубина залегания отложений отмечена на отметке -256,2 м (скв. №2), минимальная -156,5 м (скв. №25).

Толщина отложений изменяется в пределах 33-82 м.

Возрастные определения по аптским отложениям взяты по аналогии соседнего участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

Возрастные определения методом микрофаунистического анализа проведены компанией «Жаһан» в скв. №2524 по 3 образцам (участок Молдабек Восточный). Встречен единый комплекс фауны фораминифер среднего насыщения с многочисленными экземплярами раковин хорошей сохранности: *Recurvoides bekensis* Vass., *Haplophragmoides indericus* Mjatl., *Ammobaculites prosper* Mjatl., *Ammobaculites strictus* Mjatl., *Gavelinella infracomplanata* Mjatl., *Hoeglundina aptiensis* Mjatl предположительно аптского возраста.

Альбский ярус – K₁ al

Породы альбского яруса представлены двумя пачками: нижней глинистой и верхней песчано-глинистой.

Глины темно-серые, алевритистые, тонкоплитчатые, плотные. Песчаники, алевролиты серые, средне- и крупнозернистые, рыхлые и слабосцементированные.

Максимальная глубина залегания отложений на участке Котыртас Северный +38,9 м (скв. №67), минимальная +9 м (скв. №36).

Толщина отложений резко меняется по площади от 180,5 м до 275 м.

Возрастные определения по альбским отложениям взяты по аналогии соседнего участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

По альбским отложениям возрастные определения методом микрофаунистического анализа проведены в скв. №2524 по 1 образцу (участок Молдабек Восточный). Встречен комплекс фауны фораминифер среднего насыщения с многочисленными экземплярами раковин хорошей сохранности: *Haplophragmoides rosaceus* Subb., *Haplophragmoides ultraminimus* Subb., *Evolutinella karatjubensis* Mjatl., *Lenticulina diademata* Bert., *Lenticulina gaultina* Bert., датируемый как альбский.

Верхний отдел – K₂

Верхнемеловые отложения имеют ограниченное распространение, разрезы ярусов неполные, что связано со значительным размывом. Во вскрытом разрезе выделяются сеноманский, турон-коньякский и сантонский ярусы.

Отложения сеномана литологически представлены глинами, песками и песчаниками. Глины серые, желтовато-серые, темно-серые, песчанистые. Пески серые, слюдистые, полимиктовые. Песчаники серые, буровато-серые, полимиктовые, мелкозернистые, на известковистом цементе.

Отложения турон-коньякского яруса трансгрессивно залегают на размывтой поверхности сеномана и литологически представлены зеленовато-серыми, плотными,

глинистыми мергелями, морскими глинами и реже мелом. Породы содержат включения обломков раковин.

Разрез сантонского яруса литологически представлен мергелями, писчим мелом от белого до светло-серого цвета, плотным, с включением обломков раковин и глинами светло-серыми до темно-зеленых, известковистыми, слюдистыми, слабо песчанистыми.

Максимальная вскрытая толщина отложений верхнего мела составляет 83 м (скв. № 36).

Кайнозойская группа – KZ

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения развиты повсеместно и несогласно залегают на размытой поверхности меловых и юрских пород, сложены элювиальными и делювиальными образованиями. Литологически породы сложены суглинками и супесями грязно-серыми, темно-бурыми, плотными с включениями щебенки и гравия.

Толщина 0-10 м.

Тектоника

В тектоническом отношении участок Котыртас Северный расположен между Биикжальским поднятием и Коскульским выступом фундамента Прикаспийской впадины (рис. 2.1.1).

В 2010 г. в связи с низким качеством ранее полученных сейсморазведочных данных 3Д-МОГТ, а также с целью уточнения геологического строения залежей на отдельных блоках на участках Котыртас Северный и Молдабек Восточный были проведены новые полевые сейсморазведочные работы 3Д-МОГТ в объеме 128 кв.км. Обработка полевых данных проведена ТОО «Geo Energi Group».

Соляной купол на изучаемой площади работ характеризуется изометричным строением и осложнен двумя карнизами (рис. 2.1.2). На юго-востоке рассматриваемого участка скважины №№ 14, 29 после вскрытия соляного интервала толщиной 874 м и 1042 м, соответственно, прошли около 1000 м по пермо-триасовым терригенным отложениям, тем самым вскрыв соляной козырек. По данным ГИС в подкозырьковой части интервала песчаники практически полностью отсутствуют и перспективы обнаружения здесь залежей очень низки.

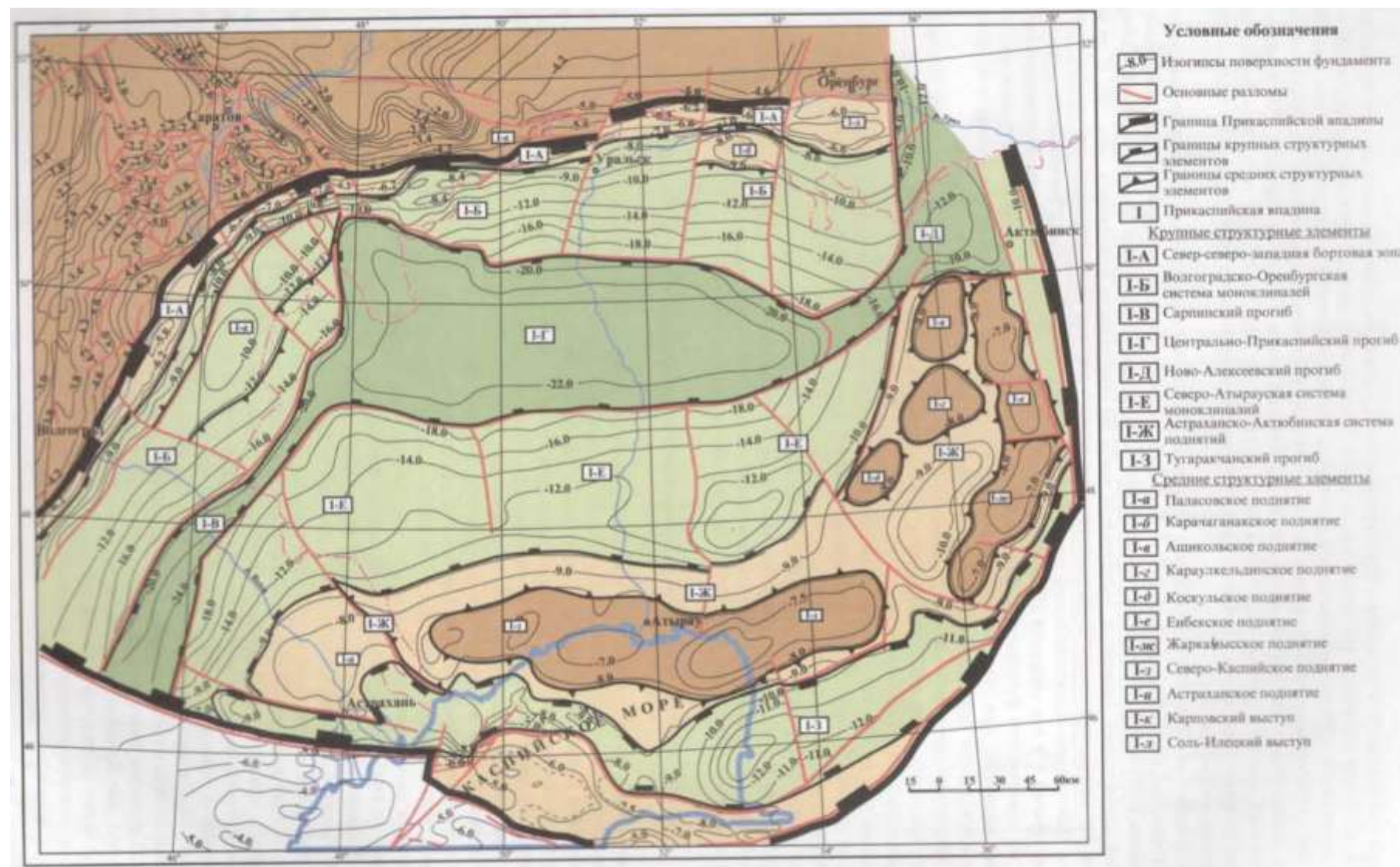


Рис.2.1.1 – Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП

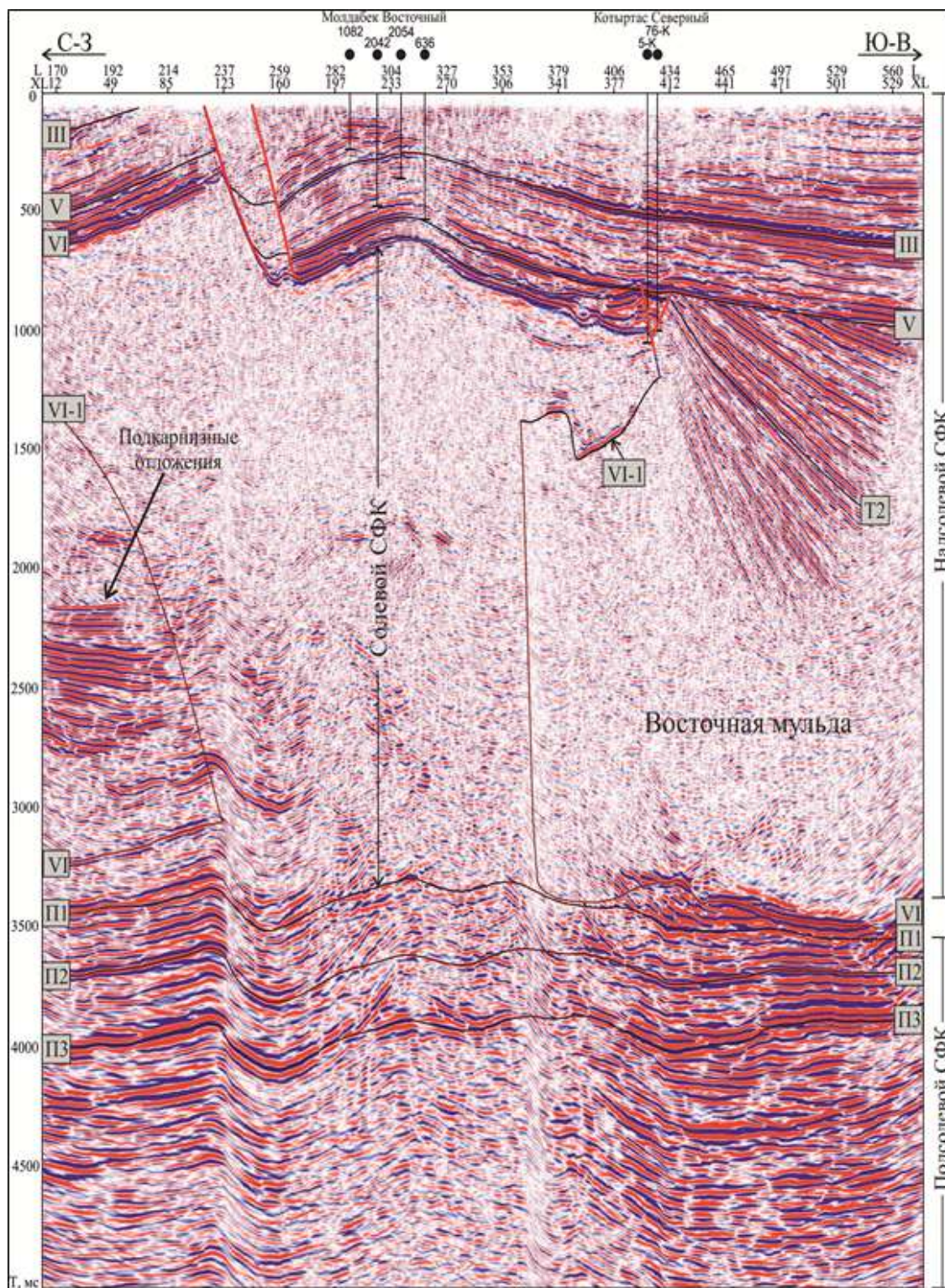


Рис.2.1.2 – Характеристика волнового поля на площади работ

По данным сейсмики 2010 г. выполнены структурные построения по отражающему горизонту T₂ (кровля отложений среднего триаса) и по кровле триасовых продуктивных горизонтов (Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V). В результате значительно детализировалось строение структуры в целом, изменилось местоположение и количество дизъюнктивных нарушений по сравнению с прошлыми годами.

Отражающий горизонт T_2 соответствует кровле отложений среднего отдела триаса и вскрыт всеми скважинами, структура оконтурена изогипсой -980 м и имеет размеры 3,2×0,7 км, амплитуда – 25 м. Поверхность ОГ « T_2 » осложнена тектоническими нарушениями типа сбросов. Многочисленные тектонические нарушения меридионального простирания разбивают структуру Котыртас на блоки, образовано несколько грабенов субмеридионального простирания. Тектонические нарушения проходят по краю мульд на востоке и юге (рис.2.1.3).

Горизонт Т-IV стратиграфически соответствует кровле продуктивного горизонта Т-IV, структура оконтурена изогипсой -1100 м, имеет неправильную линейную форму, вытянутую в субмеридиональном направлении, в осевой части осложнена мелкими куполами. Размеры структуры 3х0,6-1,1км (рис. 2.1.4).

Западный склон пологий, ограничен прогибом, оконтуренным изогипсой -1140 м. К западу от него закартированы два тектонических нарушения F_1 и F_2 (рис.2.1.3) субмеридионального простирания, ограничивающие горст. На юге структура осложнена сбросом f_7 субширотного направления.

Восточнее поднятие осложнено двумя протяженными разломами F_3 и F_4 с юго-восточным простиранием, ограничивающих горст, в этой части структуры поверхность "Т-IV" круто погружается от абсолютной отметки -1080 м до абсолютной отметки -2250 м на протяжении 2,5 км (рис.2.1.5). На юге структура осложнена структурным носом.

Структурные планы продуктивных горизонтов Т-V, Т-III, Т-II, Т-I в плане повторяют строение горизонта Т-IV, протяженность, направление и количество разрывных нарушений остаются прежними, но структура приобретает более правильную форму, меняются в большую сторону протяженность тектонических нарушений в западной части площади (сбросы F_1 и F_2). В восточной части нарушения (F_3 и F_4) сохраняют свою конфигурацию.

По данным бурения уточнено положение тектонических нарушений, выявлены малоамплитудные порядка 5-10 м сбросы f_5 с падением на запад и f_6 и f_7 с падением на юг, которые проведены, исходя из разности в отметках ВНК.

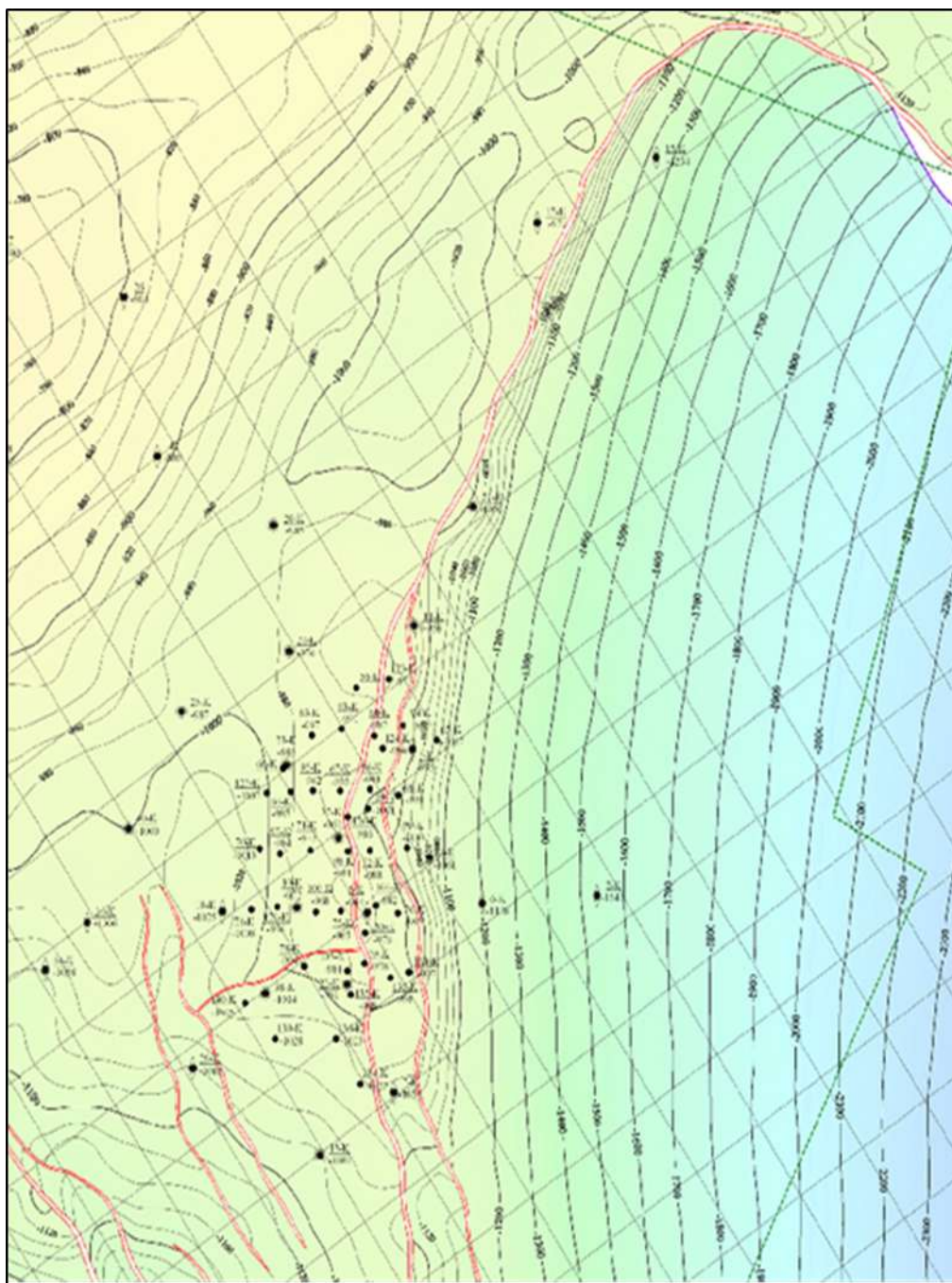


Рис. 2.1.3 – Структурная карта по ОГ-T₂ (кровля отложений среднего триаса)

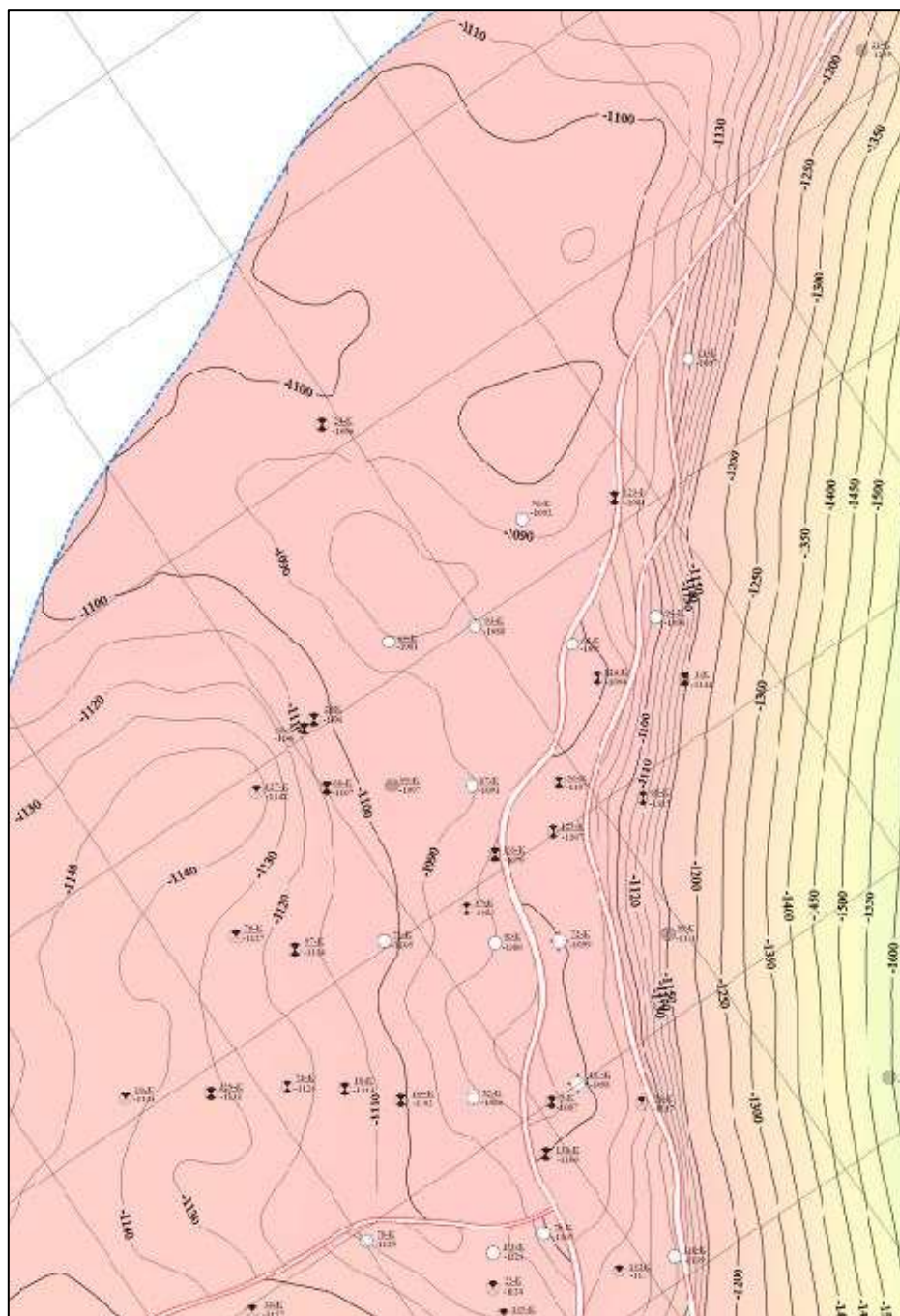


Рис. 2.1.4 – Структурная карта по кровле пласта Т-IV

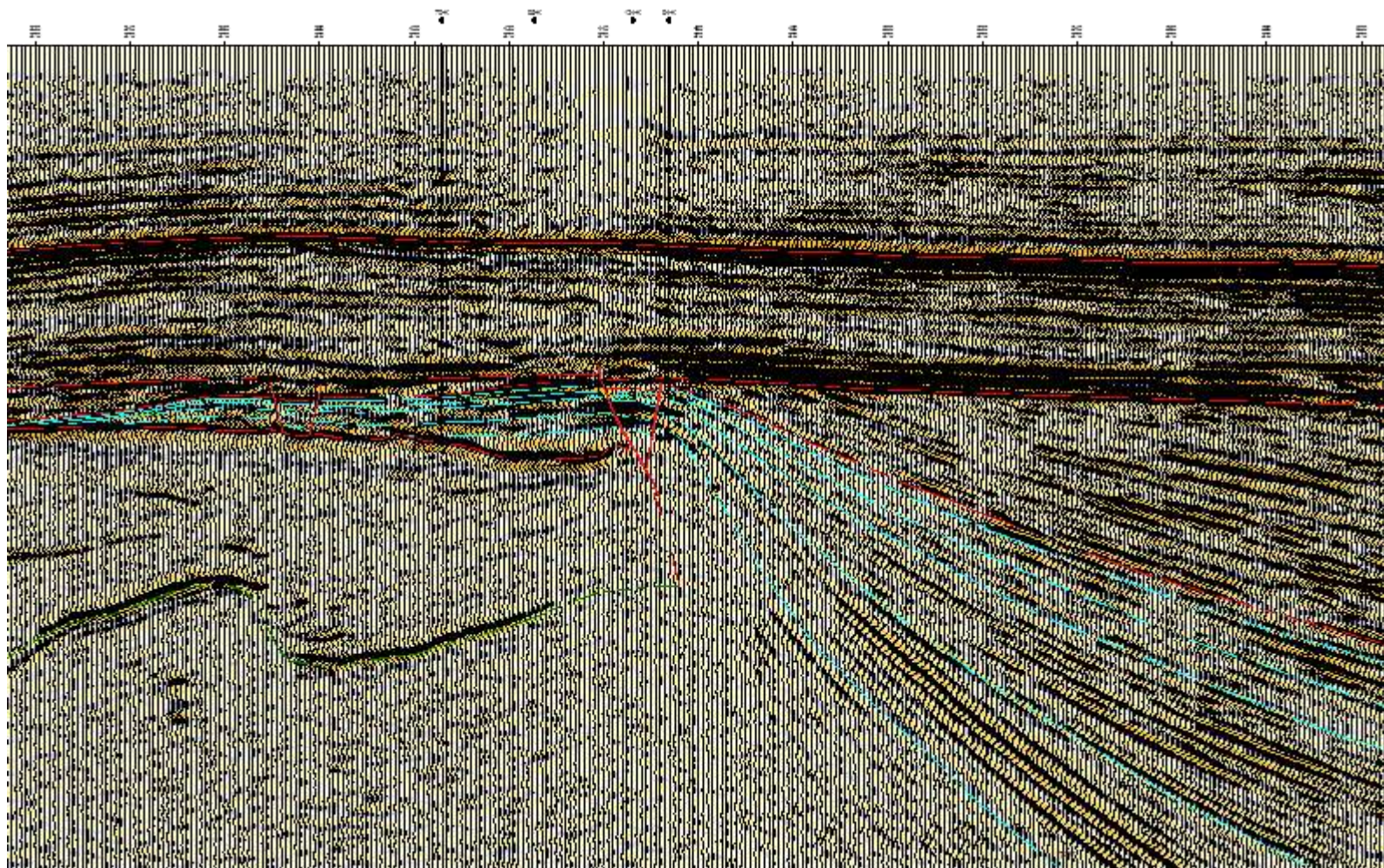


Рис. 2.1.5 – Фрагмент временного разреза по линии CrossLine 370

Нефтегазоносность

Участок Котыртас Северный по сложности своего строения относится к объектам второй группы, для которых характерно наличие дизъюнктивных нарушений, высокая неоднородность коллекторов по площади и по разрезу.

Участок Котыртас Северный в структурном плане по кровле среднего триаса является поднятием, образованным на соляном карнизе, развитом на продолжении крутого склона соляного купола Молдабек Восточный.

На момент составления текущего отчета на участке Котыртас Северный пробурили одну скважину - №148. По состоянию на 01.01.2026 года на участке Котыртас Северный всего пробурено 101 скважина.

Всеми скважинами пройдены отложения от триасового до четвертичного возраста включительно. Нефтеносными и газоносными являются пласты песчаников среднего и верхнего триаса.

В пределах триасового комплекса отложений установлено семь продуктивных горизонтов:

Средний триас – Т нефтяной, Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV – газонефтяные; Т-V, Т-VI – нефтяные;

Нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, выклинивающиеся в северном и западном направлениях, коллектора часто не выдержаны по площади и разрезу.

Литологически отложения среднего триаса представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, песков и глин.

Ниже приводится подробное описание строения продуктивных горизонтов.

Нефтяной горизонт Т представлен в виде песчаного пласта, стратиграфически выделен в отложениях верхнего триаса.

Сводовая часть залежи полностью размыта и горизонт получил спорадическое развитие в IV и V блоках. Глубина залегания горизонта на уровне 1050-1195 м. Коэффициенты песчанистости изменяются от 0,08 до 0,69 доли ед. и расчлененности – от 1 до 4 доли ед. соответственно.

В IV блоке пробурено 9 скважин, из них в контуре продуктивности 5 скважин (№№ 22, 38, 78, 103, 136). Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1,6 м (скв. № 103) до 6,3 м (скв. № 136).

Притоки были получены в 1988 г. из скважин №№ 22 и 38. Начальные дебиты нефти составили 4,3 м³/сут (при Нср. дин. = 558 м) и 24 м³/сут на 5мм штуцере.

Согласно утвержденному ПЗ-2013 г, продуктивный интервал в скв. № 136 был отнесен к газовому горизонту Т-I, т.к. в интервале 1077,7-1084 м по ГИС был установлен газ. Однако в период 04.09.2019 г. – 05.09.2019 г. в указанной скважине № 136 в интервале 1074-1086 м было проведено опробование и получен приток нефти дебитом 13,6 м³/сут и воды дебитом 5,1 м³/сут. В пробную эксплуатацию скважина вступила 10.09.2019 г. С учетом результатов данного опробования, принятый в качестве газонасыщенного по ГИС и отнесенный к горизонту Т-I интервал в данной скважине был пересмотрен, переведен в нефтенасыщенный и отнесен к горизонту Т.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. № 136 на абсолютной отметке -1010 м. Высота залежи при принятом ВНК составляет 32 м; площадь нефтеносности 250 тыс. м².

В V блоке нефтенасыщены по ГИС две скважины (№№ 11, 123).

Опробование проведено в скв. № 11, где из интервала перфорации 1051-1054,6 м получен приток нефти дебитом 0,4 м³/сут. ВНК принят условно по подошве нижнего нефтяного пласта в скв. № 123 на абсолютной отметке - 970,7 м. С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 20,7 м; площадь нефтеносности 80 тыс. м².

Газонефтяной горизонт Т-I стратиграфически выделен в отложениях среднего триаса. Общая толщина горизонта изменяется от 10 до 23 м; общая эффективная толщина варьирует в пределах 0,7-15,3 м, газонасыщенная – от 2,0 м до 9,7 м; нефтенасыщенная – от 0,8 до 9,1 м. Коэффициент расчлененности достигает 1-6, в среднем составляет 2 доли ед.; песчанистости 0,04-0,8, в среднем составляет 0,30 доли ед.

Продуктивность установлена в I, II, IV и V блоках.

К I блоку приурочена нефтяная залежь, которая с запада ограничена линией стратиграфического выклинивания, а с востока контуром нефтеносности. Нефтенасыщенность предполагается по результатам обработки материалов ГИС в скв. № 20. ВНК условно принят на абсолютной отметке -995,1 м по подошве нефтенасыщенного по ГИС пласта в скв. № 20. Площадь нефтеносности составляет 170 тыс. м².

Во II блоке получила развитие нефтяная залежь с небольшими газовыми шапками в сводовой части залежи в районе скв. №№ 37, 75. В скважине № 37 при опробовании из интервала 1061,5-1072 м (-976-986,5 м) в 1989 г. был получен газ дебитом 98 тыс. м³/сут на 9 мм штуцере; впоследствии, начиная с 2006 г. до 2014 г. из интервала 1064-1070 м (-978,5-984,5 м) добывалась нефть. ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта на абсолютной отметке -982,5 м.

В районе скважины № 75 ГНК принят по гипсометрии с соседним блоком на абсолютной отметке -987,5 м, учитывая результаты опробования в скв. № 5, где получен

газ. Нефтенасыщенность установлена опробованием в скв. №№ 23, 37, 56, 100, максимальный начальный дебит нефти получен в скв. № 23 ($Q_n = 21,1 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -1021,3 м по верхней отметке воды в скважине № 110. Высота нефтяной залежи с учетом принятого контакта составляет 38,2 м, площадь газоносности составляет 75 тыс. м^2 ; нефтеносности - 1025 тыс. м^2 .

В IV блоке получила развитие газоводяная залежь. Наличие газовой залежи установлено опробованием в скв. № 22, где из интервала 1084,7-1094,8 м (-1008,1-1018,2 м) получен газ дебитом 27 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере.

Анализ материалов ГИС показал, что ГВК установлен на абсолютной отметке -1012,4 м по разделу газ-вода в скважине № 135. С учетом принятого контакта площадь газоносности составляет 115 тыс. м^2 .

В V блоке получила развитие нефтяная залежь с небольшой газовой шапкой в районе скв. № 5. При опробовании интервалов 1059-1067 м (-978,5-986,5), 1063-1073,5 м (-982,5-993) в скважине № 5 в 1987 г. получен газ дебитом 31,4 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере. ГНК принят на абсолютной отметке -986,2 м по верхней отметке нефтенасыщенного пласта в скв. № 5.

Наличие газовой шапки в районе скв. № 11 не подтверждается, т.к. при анализе результатов опробования выяснилось, что интервал 1082,4-1085 м (-985,7-988,3) ввиду негерметичности желонки был испытан при помощи пластоиспытателя КИИ-8Г в упрощенной компоновке, после продувки получен слабый приток газа в объеме 1,2 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Опробование проведено в скважинах №№ 1, 68 и 76, максимальный полученный дебит нефти в скв. № 1 составил 21,0 $\text{м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере.

Водонефтяной контакт по ГИС не установлен и условно принят на абсолютной глубине -1031,6 м по подошве нефтяного пласта в скв. № 68 с учетом данных опробования скважин №№ 1, 68, 76. Высота залежи нефти при принятом положении ВНК составляет 45,1 м.

С учетом принятых контактов площадь газовой шапки составляет 17 тыс. м^2 , площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и зоной фациального замещения пород, составляя при этом 436 тыс. м^2 .

Газонефтяной горизонт Т-II. Продуктивность горизонта установлена в I, II, IV и V блоках. Глубина залегания 1080 -1302 м. Горизонт сложен 1-7 пластами-коллекторами, местами полностью замещаясь на глинистые породы. Общая толщина горизонта изменяется от 14 до 30 м; общая эффективная толщина изменяется в пределах от 0,6 м до 13,4 м, в среднем составляя 5,0 м; эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,6-

6,1 м в среднем – 3,0 м; эффективная нефтенасыщенная - 0,7 - 9,6 м, в среднем – 4,5 м; коэффициент песчанистости варьирует в пределах 0,03-0,6 доли ед., в среднем – 0,2 доли ед.; расчлененности - от 1 до 7, в среднем составляет 2,5 доли ед.

В *I блоке* получили развитие нефтяные залежи в районе скв. №№ 25, 20, с запада и северо-запада ограниченные линией стратиграфического выклинивания, с юга зоной фациального замещения, с востока краевыми водами. Продуктивность установлена опробованием этих скважин и получением притоков нефти с начальными дебитами до 1,35 м³/сут при среднединамическом уровне 1054 м (скв. № 25).

ВНК по ГИС не установлен и для района скв. № 20 принят условно на абсолютной глубине -1037,3 м по подошве нефтяного пласта.

Для района скв. № 25 ВНК также принят условно на абсолютной глубине -1035,4 м по подошве нефтяного пласта этой скважины.

Площадь нефтеносности в районе скв. № 20 равна 320 тыс. м², в районе скв. № 25 – 405 тыс. м². Высота залежи нефти при принятом положении ВНК составляет 14,2 м и 13,7 м, соответственно.

Во *II блоке* получила развитие нефтяная залежь с небольшими газовыми шапками в районе скв. №№ 37 и 56.

В скв. № 37 при опробовании из интервала 1082,5-1086 м (-997-1000,5) получен приток газа дебитом 91 тыс. м³/сут на 9 мм штуцере. ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта коллектора в скв. № 37 на абсолютной отметке -1009,9 м.

ГНК в районе скв. № 56 определен по подошве газонасыщенного пласта на абсолютной отметке -1010,6 м по гипсометрии с соседним блоком V, где по результатам опробования в скв. № 11 выявлена газовая шапка.

Площадь газовой шапки в районе скв. № 37 – 40 тыс. м², а в районе скв. № 56 – 175 тыс. м². Высота залежи газа при принятом положении ГНК составляет 11 м и 1,0 м, соответственно.

В нефтяной части залежи опробование проведено в скв. №№ 10, 23, 60, 67, 74, которые потом в разные годы пребывали в эксплуатации на данном горизонте; начальные дебиты нефти варьировали в пределах 1,05 - 25,2 м³/сут. Площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и зоной фациального замещения пород, составляя 490 тыс. м². Вниз по разрезу самой низкой отметке нефти соответствует отметка -1051,4 м в скв. № 10. В скв. № 109, пробуренной в 2011 г., пласты оказались полностью обводненными, что объясняется влиянием разработки соседних скважин №№ 10, 74.

К *IV блоку* приурочена нефтяная залежь, продуктивность которой доказана опробованием в скв. №№ 22, 38 103, 136. Максимальный приток нефти получен в скв. № 38

дебитом $67,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{ср. дин}} = 1067 \text{ м}$.

Водонефтяной контакт по ГИС не установлен и условно принят на абсолютной глубине $-1081,6 \text{ м}$ по подошве нефтяного пласта в скв. № 38. Высота нефтяной залежи с учетом принятого ВНК составляет 55 м ; площадь нефтеносности – 350 тыс. м^2 .

В V блоке получила развитие газонефтяная залежь. Газовая шапка установлена при опробовании в районе скважин №№ 5 и 11.

В скв. № 5 при опробовании из интервала перфорации $1096-1098 \text{ м}$ ($-1015,5-1017,5$) получен приток нефти с газом ($Q_{\text{H}}^5 = 29 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{Г}}^5 = 21,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$), газовый фактор при этом составил $739 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При достреле вверх по разрезу из интервала $1086-1091 \text{ м}$ ($-1005,5-1010,5$) также получен фонтанный приток нефти с газом ($Q_{\text{H}}^5 = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{Г}}^5 = 34,6 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$), газовый фактор при этом увеличился и составил $1384 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Исходя из анализа геолого-промысловых данных, ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта в скв. № 5 на абсолютной глубине $-1009,5 \text{ м}$.

В скв. № 11 при опробовании из интервалов $1100,4-1102,4 \text{ м}$ ($-1003,7-1005,7$), $1107-1109 \text{ м}$ ($-1010,3-1012,3$) получен приток газа дебитом $23,5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере. ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта в скв. № 11 на абсолютной отметке $-1011,9 \text{ м}$.

Водонефтяной контакт по ГИС не установлен и условно принят на абсолютной глубине -1068 м по подошве нефтяного пласта в скв. № 99. В скважинах №№ 132, 137, пробуренных в 2011 г., продуктивные пласты обводнились под влиянием разработки скв. №№ 5, 76. Высота нефтяной залежи с учетом принятого ВНК составляет 59 м .

С учетом принятых контактов площадь газовых шапок составляет 122 тыс. м^2 , площадь нефтеносности – 567 тыс. м^2 .

Газонефтяной горизонт Т-III. Продуктивность горизонта установлена I, II, IV, V и VI блоках. Горизонт сложен 1-16 пластами-коллекторами. Глубина залегания горизонта на уровне $1102-1368 \text{ м}$. Общая толщина горизонта изменяется от 23 м до 67 м . Эффективная газонасыщенная толщина составляет $1,7 \text{ м}$ в скв. №11; $2,4 \text{ м}$ в скв. №37 и $1,1 \text{ м}$ в скв. №148; нефтенасыщенная толщина горизонта варьирует в пределах $1,0-26,6 \text{ м}$, коэффициент расчлененности в среднем составляет $4,2$ доли ед.; коэффициент песчанистости – от $0,02$ до $0,4$, в среднем $0,13$ доли ед.

К I блоку приурочены небольшие нефтяные залежи в районе скв. №№20 и 25, с запада ограниченные линией стратиграфического выклинивания, а с востока контурными водами. В скважине №20 при опробовании получен небольшой приток нефти дебитом $1,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. ВНК для района скв. №20 принят на абсолютной глубине -1050 м по подошве нефтяного пласта по данным ГИС и подтвержден опробованием. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 100 тыс. м^2 . Высота нефтяной залежи с учетом

принятого ВНК составляет 1,0 м.

В скважине №25 при опробовании притока получено не было. ВНК принят по подошве нефтяного пласта в скв. №25 на глубине -1052,9 м, площадь нефтеносности - 155 тыс. м². Высота нефтяной залежи с учетом принятого ВНК составляет 1,0 м.

Ко II блоку приурочена нефтяная залежь с газовыми шапками в районе скв. №37 и скв. № 148. Наличие газовой шапки установлено при опробовании скв. №37, где в верхней части пласта из интервала 1104-1106 м (-1018,5-1020,5) был получен приток газа дебитом 42 тыс. м³/сут на 5 мм штуцере. Газонефтяной контакт принят на абсолютной глубине - 1020,5 м (скв. № 37) по промыслово-геофизическим данным и результатам опробования. Наличие газовой шапки в районе скв. №148 установлено по ГИС. Газонефтяной контакт принят на абсолютной глубине -1017,4 м (скв. № 148).

С учетом принятого ГНК площадь газовой шапки для района скв. №37 составила 10 тыс. м², для района скв. №148 составила 161 тыс. м². Высота залежи газа с учетом принятого ГНК для №37 составляет 2,4 м, для №148 составляет 1,1 м.

Промышленная продуктивность блока установлена опробованием и последующей эксплуатацией в 14 скважинах, сосредоточенных в центральной части залежи. За отчетный период в скважине №127 при опробовании интервалов перфорации 1153-1156; 1160-1164 м (-1061,3-1064,3; -1068,3-1072,3) получен приток нефти 1,04 м³/сут. Начальные дебиты нефти по скважинам изменялись в пределах 0,03-35,1 м³/сут.

ВНК условно принят на абсолютной отметке -1113,5 м по подошве нефтяного пласта в скв. №19. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 2638,3 тыс. м².

В IV блоке получила развитие нефтяная залежь, установленная опробованием в 5 скважинах (№№22, 38, 103, 139 и 140). Начальные дебиты нефти по скважинам изменялись от 0,324 м³/сут до 6 м³/сут.

За отчетный период в скважине №135 при опробовании интервалов перфорации 1158-1160, 1162-1164 м (-1080,9-1082,9; -1084,9-1086,9) получен приток нефти 0,8 м³/сут. В скважине №140 при опробовании интервалов перфорации 1173-1177, 1198-1202 м (-1096,9-1100,9; -1121,9-1125,9) получен приток нефти 0,81 м³/сут.

ВНК условно принят по самому нижнему нефтяному пласту в скв. №139 на отметке -1157,8 м. В скважинах №№135 и 140, пробуренных в 2011 г., под влиянием разработки соседних скважин произошло интенсивное обводнение пластов коллекторов, текущий ВНК вскрыт на отметках -1098,9 м и -1151,2 м.

К V блоку приурочена газонефтяная залежь с небольшой газовой шапкой в районе скв. №11, где из интервала 1114,5-1119 м (-1017,8-1022,3) получен приток газа дебитом 14,34 м³/сут на 5 мм штуцере. Газонефтяной контакт принят на абсолютной глубине -1020,5

м (скв. №11) по промыслово-геофизическим данным и результатам опробования. Высота газовой шапки составляет 2,5 м; площадь – 40 тыс. м².

Продуктивность нефтяной части залежи установлена опробованием в 9 скважинах (№№1, 5, 7, 11, 68, 76, 96, 99, 124), максимальный приток нефти получен в скв. № 96 дебитом 72 м³/сут на 7 мм штуцере. Из числа опробованных 5 скважин (№№124, 96, 68, 99, 76) в разные годы пребывали в эксплуатации на данном горизонте.

За отчетный период в скважине №11 при опробовании интервалов перфорации 1152-1153 м (-1055,3-1056,3) получен приток нефти 0,59 м³/сут. В скважине №132 совместно с горизонтом Т-II при опробовании интервалов перфорации 1105-1109, 1134-1138, 1145,4-1146,4 м (-1026,8-1030,8; -1055,8-1059,8; -1066,8-1068,2) получен приток нефти 5,57 м³/сут.

ВНК по ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №7 на абсолютной глубине -1162,6 м. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 730 тыс. м². Высота нефтяной залежи с учетом принятого ВНК составляет 136,4 м.

К VI блоку приурочена нефтяная залежь, с запада экранируется тектоническим нарушением, а с востока подпирается подошвенной водой. В контуре продуктивности пробурена одна скважина №104, которая работала на данный горизонт с 1997 г. по август 2013 г. с текущими дебитами нефти 0,1 т/сут и 0,3 т/сут воды, с октября 2013 г. работает на Т-IV горизонт. ВНК принят наклонным в пределах от -1116,2 м (кровля водоносного пласта в скв. №112) до -1122,4 м (подошва нефтяного пласта в скв. №104). Высота залежи с учетом принятого ВНК составляет 15,2-21,4 м. Площадь нефтеносности 240 тыс. м².

Газонефтяной горизонт Т- IV. Продуктивность горизонта установлена II, IV, Va, Vб, VI. Общая толщина горизонта изменяется от 38 до 88,9 м; общая эффективная толщина меняется от 1,0 м до 24,4 м; эффективная газонасыщенная толщина составляет 13,9 м в скв. № 148; эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 1,7 м до 24,4 м; расчлененность варьирует в пределах от 1 до 12 пропластков, в среднем составляя 5,2 доли ед.; коэффициент песчанистости - в пределах 0,02-0,5, в среднем – 0,2 доли ед.

Ко II блоку приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой в районе скв. №148. В скв. №148 при опробовании интервалов перфорации 1195,3-1199,4 м (-1100,3-1104,4) получен приток нефти в объеме 10,2 т/сут, газовый фактор 2160 м³/тн. При опробовании интервалов перфорации 1229-1231,4 м, 1231,4-1233 м получен приток нефти в объеме 3,5 т/сут. Газонефтяной контакт принят на абсолютной глубине -1093,2 м (скв. №148) по промыслово-геофизическим данным и результатам опробования. С учетом принятого ГНК площадь газовой шапки для района скв. №148 составила 77 тыс. м².

В отчетный период в скважине №37 при опробовании интервалов перфорации 1167-

1171, 1171-1175, 1185-1187, 1187-1190, 1201-1203, 1205-1207, 1230,8-1234,4 м (абсолютные отметки -1081,5-1085,5; -1085,5-1089,5; -1099,5-1101,5; -1101,5-1104,5; -1115,5-1117,5; -1119,5-1121,5; -1145,3-1148,9 м) получен приток нефти в объеме 0,22 м³/сут. В скважине №97 при опробовании интервала 1206-1213 м (-1119,5-1126,5 м) получен приток нефти в объеме 1,4 м³/сут. В скважине №100 при опробовании интервалов 1186-1187, 1188-1190, 1209-1211 м (-1104,4-1105,4; -1106,4-1108,4; -1127,4-1129,4 м) зафиксирован приток нефти в объеме 0,4 м³/сут. В скважине №129 при опробовании интервала 1243-1245 м (-1160,5-1162,5 м) приток нефти составил 0,8 м³/сут.

В блоке горизонт вскрыт в 28 скважинах. Все они нефтенасыщены по каротажу, кроме скв. №95, которая попала в зону замещения глинистыми породами и газонефтенасыщенной скв. №148. Продуктивность установлена опробованием в 23 скважинах, начальные дебиты нефти варьировали в пределах от 0,48 до 50,6 м³/сут.

В плане площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и составляет 2927 тыс. м². По разрезу положение ВНК по ГИС не установлено и условно принято по подошве самого нижнего нефтяного пласта на абсолютной отметке -1173 м в скв. №19. Высота залежи с учетом принятого ВНК составляет 85,7 м.

В процессе длительной эксплуатации продуктивные пласты горизонта Т-IV сильно обводнились. Так, скв. №№109, 110, 127, пробуренные в 2011-2013 г.г., вскрыли текущий ВНК в пределах отметок от -1135,2 м (скв. №127) до -1168,2 м (скв. №110). С учетом того, что все скважины работают с большим содержанием воды, можно сделать вывод о большом диапазоне изменения текущего уровня ВНК.

IV блок вскрыт бурением в 10 скважинах. Нефтенасыщенность установлена опробованием в 8 скважинах (№№22, 38, 78, 103, 134, 135, 139, 140), начальные дебиты нефти изменялись от 0,24 (скв. №140) до 44,7 м³/сут (скв. №38). ВНК условно принят на абсолютной отметке -1218,8 м по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скважине №139. Высота залежи при принятом ВНК составляет 98,4 м. Площадь нефтеносности – 620 тыс. м².

В *Va блоке* получила развитие нефтяная залежь. Продуктивность установлена опробованием и эксплуатацией в 11 скважинах (№№ 5, 11, 68, 72, 76, 94, 96, 101, 124, 125, 130), начальные дебиты нефти изменялись от 0,5 (скв. № 5) до 32,8 м³/сут (скв. № 11).

За отчетный период в скважине №68 при опробовании интервала перфорации 1224-1227 м (-1137-1140) получен приток нефти в объеме 0,025 м³/сут.

По скважине №123 проведены испытания нескольких интервалов перфорации, в результате которых получены следующие притоки нефти:

- из интервалов 1208-1211, 1226-1232 м — 1,5 м³/сут;

- из интервала 1185-1188 м — 4,4 м³/сут;
- из интервалов 1153-1156, 1184-1188 м — 1,4 м³/сут.

В скважине №130 при опробовании интервала перфорации 1186-1192 м (-1104,2-1110,2) получен приток нефти в объеме 1,37 м³/сут. При опробовании интервалов перфорации 1186-1192, 1208-1212, 1216-1219, 1256-1266 м (-1104,2-1110,2; -1126,2-1130,2; -1134,2-1137,2; -1174,2-1184,2) получен приток нефти в объеме 1,87 м³/сут.

Площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и составляет 540 тыс. м².

В *Vб блоке* в контуре продуктивности пробурены 3 скважины (№№ 132, 137, 7). ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №7 на абсолютной отметке -1221,3 м. Сква. №132, пробуренная в 2011 г., вскрыла текущий ВНК на абсолютной отметке -1145,8 м.

С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 375 тыс. м², высота залежи 96,7 м.

В *VI блоке* в контуре продуктивности пробурена одна скв. №104. Продуктивность установлена опробованием и последующей эксплуатацией скважины. При опробовании интервала перфорации 1227-1231, 1236-1245 м (-1149-1153; -1158-1167) получен приток нефти в объеме 0,4 м³/сут.

ВНК по ГИС не установлен и условно принят на абсолютной глубине -1153 м по подошве нефтяного пласта. Площадь нефтеносности с учетом принятого ВНК составляет 50 тыс. м². Высота залежи - 2,6 м.

Нефтяной горизонт Т-V. К горизонту приурочены небольшие нефтяные залежи, получившие развитие в IV, Va и VI блоках. Глубина залегания горизонта на уровне 1213-1432 м. Общая толщина горизонта изменяется от 23 м до 49 м; общая эффективная толщина – от 2,5 м до 16,9 м; эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 1,2 м в скв. № 76 до 9,2 м в скв. № 136; коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-10, в среднем составляя 4,3 доли ед.; коэффициент песчанистости – в пределах 0,07-0,6, в среднем – 0,26 доли ед.

IV блок вскрыт бурением в 7-ми скважинах (№№ 13, 22, 38, 78, 103, 135, 136). По каротажу нефтенасыщенные коллектора выделены в скв. №№ 78, 135, 136, из них опробование проведено в скв. №№ 78, 136. Начальный дебит нефти в скв. № 78 составил 16 м³/сут, в скв. № 136 составил 8,1 м³/сут, дебит воды 4,2 м³/сут.

ВНК принят по подошве нефтяного пласта в скв. № 136 на абсолютной отметке -1206,5 м. Высота залежи с учетом принятого ВНК составила 43,7 м, площадь нефтеносности – 260 тыс. м².

В Va блоке нефтяная залежь обширной зоной глинизации разделена на 3 изолированных участка. Продуктивность установлена опробованием в 5 скважинах (№№ 5, 11, 123, 125, 130), максимальный полученный дебит нефти составил 13,8 м³/сут при Нср.дин.=812,5 м (скв. № 5).

В северной части залежи, в районе скв. №№ 11, 123, 94, 124, ВНК принят, исходя из нижней отметки нефтенасыщенности, совпадающей с подошвой нефтяного пласта в скв. № 123 на абсолютной отметке – 1164,8 м и верхней отметкой водоносного пласта в скв. № 94, находящегося на глубине -1162,8 м. Исходя из близости отметок водоразделов ВНК принят на абсолютной глубине -1164 м.

В районе скв. №№ 125 и 130 залежи литологически ограниченные.

Площадь нефтеносности блока составляет 313 тыс. м². Высота залежи при принятом ВНК составляет 15,4 м.

В VI блоке нефтяная залежь получила распространение только в районе скв. № 121. Скважины №№ 6 и 21 водоносные. Скважина № 121 вскрыла нефтенасыщенные коллектора с суммарной толщиной 5,6 м и вступила в эксплуатацию с начальным дебитом 5,47 м³/сут нефти и 1,9 м³/сут воды. ВНК условно принят на абсолютной глубине -1192,5 м по подошве нефтяного пласта. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 195 тыс. м², высота – 33,4 м.

Нефтяной горизонт Т-VI. В скважине № 130, пробуренной в 2010 г., по каротажу ниже номенклатурного горизонта Т-V выделены нефтенасыщенные коллектора с суммарной толщиной 6,8 м (горизонт Т-VI). Небольшая нефтяная залежь в районе скв. № 130 с юга и запада экранируется тектоническими нарушениями, с севера и востока ограничена зоной литологического замещения пород. Площадь нефтеносности составляет 50 тыс. м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

В данной работе средние значения фильтрационно-емкостных свойств и начальной нефтенасыщенности были обоснованы по керну, ГИС и по данным гидродинамических исследований скважин.

Анализ исследований керна. На месторождении керн отбирался в 22 скважинах, в том числе в 8 поисковых, 13 разведочных, 1 оценочная.

В целом по месторождению с отбором керна пройдено 1640,80 м, общий линейный вынос составил 549,78 м или 33,51% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, было отобрано и проанализировано 343 образца керна.

В триасовой толще (стратиграфическая привязка) проходка составила 1364,95 м с линейным выносом 481,95 м или 35,31% от проходки. По 20 скважинам изучено 320 образцов.

По продуктивным горизонтам (Т, Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V) проходка с отбором керна составила 717,59 м, линейный вынос – 263,98 м, что составляет 36,79%. Количество образцов – 146. Количество кондиционных образцов, приходящихся на продуктивные горизонты и эффективные толщины, соответственно равны 99 и 62. Вне продуктивных горизонтов с отбором керна пройдено 647,71 м, при этом вынесено 218,33 м или 33,71% от проходки. За пределами горизонтов оказалось 174 образца.

Вне продуктивных отложений (мел, юра, пермь) проходка составила 275,85 м, вынос керна 67,83 м или 24,59%. Количество образцов составляет 23 единицы.

Отбор керна в скважинах старого фонда осуществлялся снарядом «Недра». В скважине №148 керн отбирался алюминиевым керноносителем. Интервал долбления керна варьирует от 1 до 10 м. Диапазон выноса керна при этом меняется от 0 до 9 м.

Для изучения литологии разреза в скважине №148 отбирался шлам. Проведено макроописание шлама, процентное соотношение литологических разностей, люминесцентно-битуминологический анализ.

Изготовлено и описано 16 шлифов на керне скважины №148, на основании которых уточнялся вещественный состав пород, детально изучены структурно-текстурные особенности и состав пород, цемент заполнения пор.

По керну скважины №148 определялась естественная гамма-активность, результаты которой использовались для уточнения привязки керна к разрезу.

Лабораторные исследования керна проводились в петрофизических лабораториях ЦЛ «ГНГГ», КазНИГРИ, ЗКЭГИС, ТОО ЦТИ и лаборатории петрофизических исследований горных пород Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

В качестве нижнего предела проницаемости принято значение равное 1 мД, граничное значение пористости – 9,8%.

Коэффициент нефтенасыщенности определен по методу сопротивлений с использованием петрофизических зависимостей: $R_p = K_p^{-1,85}$; $R_H = K_v^{-1,82}$.

Породы, слагающие продуктивные горизонты триасовых отложений представлены песчаниками, песками, алевролитами с прослоями и включениями глин, с редкими прослоями известняка и гравелитов.

Таким образом, по результатам исследования керна определены параметр пористости, параметры насыщения, граничные значения проницаемости, пористости, объемной глинистости, которые были использованы при количественной интерпретации ГИС. По полевому описанию керна выполнена литологическая характеристика продуктивных горизонтов.

Результаты анализа геофизических исследований скважин. После ПР-2024г на дату составления данного отчета на месторождении пробурена одна новая скважина – №148.

В скважине №148 проведен полный комплекс ГИС (ГК, SGK, кавернометрия, КС, БК, ИК, ИК-5 (ВИКИЗ), резистивиметрия, МКЗ, ПС, термометрия, ГГК-п, ННК-т, АК, инклинометрия.

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

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

Определение объемной глинистости проводилось по методу гамма-каротажа, по двойному разностному параметру.

Коэффициент пористости рассчитывался по методам ГГКп, АК и W.

Виды и объемы ГИС в закрытом стволе. За отчетный период 01.01.2024г. – 01.01.2026г исследования ГИС-к в обсаженных частях скважин не проводились. Сведения о проведенных ранее исследованиях ГИС-к по скважинам №№56, 60, 68, 78, 79, 97, 103, 109, 110, 121, 123, 130, 132, 135, 136 приведены по материалам ПР-2024г.

Исследования по контролю за разработкой в обсаженных частях ствола скважин по месторождению в основном выполнены сервисными геофизическими компаниями такими как: ТОО «БатысГеоЗерттеу», ТОО "Уралнефтегазсервис", ТОО "Геомунайресурс", ТОО «АтырауГеоконтроль».

Компания ТОО «БатысГеоЗерттеу» и ТОО «АтырауГеоконтроль» для выполнения

комплекса исследований использовали скважинный аппаратный комплекс "Кедр-М-ГКТ-38К", содержащий в своем составе следующий набор датчиков: термометр, манометр, резистивиметр, индикатор притока, влагомер, дополнительные модули: механический расходомер «Кедр-М-Р-38К-03», плотномер «Кедр-М-Р-38К-03». Выполненные методы: ТМ (термометрия), Давление, ВЛГ (влагометрия), Плотнометрия (расчетная кривая), РИС (резистивиметрия), ГК (гамма-каротаж), ЛМ (локатор муфт), ЭМДС (электромагнитная дефектоскопия), АКЦ (акустическая цементометрия), ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж).

Компания ТОО "Уралнефтегазсервис" провела каротаж комплексным прибором СОВА-3, МИД-К с целью определения технического состояния колонны, определение качество цементажа методом АКЦ и определения текущей нефтенасыщенности пластов прибором АИНК-43. Выполненные методы комплекса ГИС: Термометрия, ГК (гамма-каротаж), ЛМ (локатор муфт), Влагометрия, Резистивиметрия, Манометрия, АКЦ (Акустический цементомер), ЭМДС (Электромагнитная дефектоскопия), ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж).

Сервисная компания ТОО «ГеоМунайРесурс» в качестве геофизической аппаратуры использовал: прибор импульсного нейтронного гамма каротажа ИНГК-43, прибор акустического каротажа АК-73К, прибор электромагнитной дефектоскопии ЭМДСТ-МП, прибор комплексный контроля разработки ПИК-38. Выполненный комплекс ГИС: ГК (гамма каротаж), ЛМ (локатор муфт), Термометрия, СТИ (скважинный термоиндикатор притока), Барометрия, Расходомерия, Резистивиметрия, Влагометрия, АКЦ (акустическая цементометрия), ИНГК (Импульсный нейтрон-гамма каротаж), ЭМДС (электромагнитная дефектоскопия).

В процессе разработки месторождения по 14 скважинам (№№56, 60, 68, 78, 79, 97, 109, 110, 121, 123, 130, 132, 135, 136) выполнены исследования по определению текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов по методу ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж), а также определение технического состояния скважины.

Для определения качества цементирования колонн проводился метод акустической цементометрии (АКЦ) в 3 скважинах (№№79, 123, 135).

В процессе разработки месторождения в скважине №56 по результатам исследования по данным термометрии на момент исследования изменение термоградиента отмечены в интервалах 1094-1096,8 м; 1159,4-1162,3 м; 1191-1194 м. По кривым ЭМДС в интервале 1137,2-1141,4 м прослеживается изменение толщины стенок эксплуатационной колонны приурочено к ранее изолированному интервалу перфорации. По замерам ИННК прослеживается снижение продуктивных пластов.

В скважине №60 максимальный доход скважинного прибора составил – 1270,7 м. В интервалах 1079,3-1113,5 м, 1187,2-1217,5 м по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. Качество цементирования по данным АКЦ в интервале исследования оценивается как плохое. По результатам обработки ИННК кровельная часть коллектора (1120-1122 м) приуроченного к интервалу перфорации – нефтегазонасыщена, подошвенная часть (1122-1124,2 м) – остаточнонефтенасыщена с Кнг до 30%. Забой скважины герметичен.

В скважине №68 заявленный интервал перфорации 1231-1234 м по данным Локатора Муфт отбивается не четко. По результатам исследований ГИС против заявленного интервала перфорации 1231-1234 м отмечается перегиб кривой термометрии, связанный с уходом жидкости в пласт. По результатам исследований качество сцепления цементного камня с колонной и с породой в интервале исследования плохое. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 1231-1234 м – нефтенасыщенный с присутствием пластовой воды. По показаниям термометрии, записанных в разных режимах, забой скважины негерметичен.

Максимальный доход скважинного прибора составил – 1333 м в скважине №78. В интервале: 710,4-727,9 м по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. Незначительный перегиб кривой термометрии против подошвенной части верхнего интервала перфорации 1236-1240 м связано со слабой работой пласта. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между статическими и динамическими режимами – забой скважины герметичен. По результатам исследований качество сцепления цементного камня с колонной и с породой в интервале продуктивных коллекторов плохое. По результатам обработки ИННК коллектора, приуроченные к интервалам перфорации остаточнонефтенасыщенны с Кнг от 43 до 60%. В подошвенной части отмечается значительное содержание пластовой воды.

Максимальный доход прибора в №79 скважине по каротажу составляет – 1273,7 м. Перфорация по данным ЭМДС подтверждается в интервалах 1207-1211 м, 1215-1227 м. Забой герметичен.

В скважине №97 максимальный доход скважинного прибора составил –1226,0м. Заявленные интервалы перфорации 1135-1136,5 м, 1144-1147 м по данным Локатора Муфт отбиваются не четко. По результатам исследований качество сцепления цементного камня с колонной и с породой в интервале исследования плохое. По результатам обработки ИННК коллектора, приуроченные к интервалам перфорации оцениваюся, как

остаточнонефтенасыщенные. Забой скважины герметичен.

По результатам исследований в скважине №103 приток жидкости отмечен из интервала 624,4-630,8 м, приуроченного к нарушению изоляции ранее перфорированного интервала 615-631 м. Других мест нарушения колонны не выявлены. Забой скважины герметичен.

По скважине №109 на глубине 1254,2 м по показаниям резистивиметрии и термометрии отмечается резкий перегиб кривой, связанное с негерметичностью эксплуатационной колонны. По результатам исследований качество сцепления цементного камня с колонной и с породой в интервале исследования удовлетворительное. По результатам обработки ИННК в интервале исследования выделены продуктивные коллектора с разными коллекторскими свойствами. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 1216-1224 м – обводнен. Забой скважины герметичен.

На момент проведения ГИС-к в скважине №110 из трех заявленных интервалов работают два перфорированных объекта 1170-1173 м; 1222-1224 м, верхний слабо. По ИННК интервалы перфорации оцениваются как остаточнонефтенасыщенные с признаками обводнения. В призабойной части в интервале 1286-1288,7 м отмечено всплески показаний по ЛМ, приурочено к РГХА, не исключается уход жидкости на забой скважины.

На момент исследования в работе скважины №121 слабо задействован заявленный перфорированный пласт 921-926 м. Перфорированные пласты 1257-1258 м и 1280-1282 м не работают. Забой герметичен.

По итогам исследования по скважине №123 заколонные перетоки не выявлены. Перфорация по данным ЛМ и ЭМДС подтверждается в интервале 1208-1211 м, 1226-1232 м, 1245,5-1249,5 м, 1257,7-1263,7 м. По данным ЭМДС нарушения целостности вне интервалов перфорации не выявлены.

В скважине №130 перфорация по данным ЛМ и ЭМДС подтверждается в интервале 1208,8-1212,8 м, 1216-1219 м, 1224-1226 м, 1258-1268 м. По данным термометрии отмечается заколонное движение закачиваемой жидкости в интервале 1267,4-1278,8 м.

В скважине №132 верхний фактический интервал перфорации 1212-1213,5 м. работой не отмечен. По результатам исследований качество сцепления цементного камня с колонной и с породой в интервале продуктивных коллекторов неудовлетворительное. По результатам обработки ИННК коллектора, приуроченные к интервалам перфорации остаточнонефтенасыщенны с Кнг от 40 до 48%. Подошвенная часть коллектора 1219,6-1221,2 м, приуроченного к интервалу перфорации 1216-1221 м имеет значительное содержание пластовой воды, возможно вследствие поступления жидкости снизу по заколонному перетоку.

По скважине №135 фактически перфорированные интервалы соответствуют заявленным, по стволу скважины отмечены ранее перфорированные интервалы. В работе скважины задействован интервал 1075-1077,6 м, ниже до глубины 1088 м, имеются признаки заколонного движения жидкости. Заявленные перфорированные объекты 1158-1160 м; 1162-1164 м не работают, либо задействованы слабо.

По замерам ГИС-к на момент исследования в работе скважины №136 задействован перфорированный объект, ниже до глубины 1120 м отмечен заколонный переток жидкости с нижнего водонасыщенного пласта. Выше перфорационного объекта, выявленные аномалии, предположительно связано с литологией пласта, по результатам АКЦ сцепление оценивается как плохое. Забой герметичен.

В процессе разработки месторождения в эксплуатационных скважинах необходимо систематическое проведение промыслово-геофизических исследований. В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, тех. состояния скважины, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин пластов продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.1; статистические показатели характеристик неоднородности пласта представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина	Наименование	Горизонт						
		Т	Т-I	Т-II	Т-III	Т-IV	Т-V	Т-VI
Общая	Среднее значение, м	5,2	7,9	10,0	30,8	31,7	20,2	8,7
	Коэффициент вариации	0,547	0,772	0,697	0,680	0,528	0,425	1,048
	Интервал изменения, м	0,8-13,2	0,7-21,6	0,6-24,4	1,2-65,8	1,0-65,6	3-33,4	1,5-24,6
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,2	4,5	4,5	6,9	9,6	5,1	6,8
	Коэффициент вариации	0,571	0,519	0,478	0,725	0,594	0,456	-
	Интервал изменения, м	0,8-6,3	0,8-9,1	0,7-9,6	1,0-26,6	1,7-24,4	1,2-9,2	-
Газонасыщенная	Среднее значение, м	-	4,5	3,0	1,7	13,9	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,589	0,896	0,306	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	2,0-9,7	0,6-6,1	1,1-2,4	-	-	-
Эффективная	Среднее значение, м	4,2	5,6	5,0	6,8	9,8	7,8	4,5
	Коэффициент вариации	0,415	0,695	0,552	0,691	0,595	0,519	0,711
	Интервал изменения, м	0,8-6,9	0,7-15,3	0,6-13,4	1,2-26,6	1,0-24,4	2,5-16,9	1,5-10,4

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Количество скважин	Коэффициент песчаности			Коэффициент расчлененности			Характеристика прерывистости
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	
T	57	0,4	0,458	0,08-0,69	1,9	0,432	1-4	0,26
T-I	71	0,30	0,639	0,04-0,84	2,0	0,568	1-6	0,65
T-II	71	0,24	0,554	0,03-0,62	2,5	0,589	1-7	0,63
T-III	71	0,13	0,652	0,02-0,44	4,2	0,752	1-16	0,86
T-IV	63	0,2	0,568	0,02-0,51	5,2	0,531	1-12	0,92
T-V	31	0,26	0,555	0,07-0,63	4,3	0,532	1-10	0,58
T-VI	11	0,21	0,574	0,07-0,40	2,2	0,773	1-5	0,54

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамике приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость (нефть), 10^{-3} мкм ²	Проницаемость (газ), 10^{-3} мкм ²	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Пористость в газовой части, доли ед.	Нефтенасыщенность доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.	Насыщенность связанной водой, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
T								
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	16	-	16	-	-	-	-
	Среднее значение	192,21	-	0,261	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,02	-	0,14	-	-	-	-
	Интервал изменения	32,4-789,8	-	0,199-0,323	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	6	-	6	-	6	-	-
	Количество определений, шт.	9	-	9	-	9	-	-
	Среднее значение	211,1	-	0,25	-	0,65	-	-
	Коэффициент вариации	0,687	-	0,070	-	0,091	-	-
	Интервал изменения	74,2-617,6	-	0,22-0,27	-	0,57-0,78	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
T-I								
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	-	3	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	6	-	8	-	-	-	-
	Среднее значение	99,65	-	0,267	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,41	-	0,17	-	-	-	-
	Интервал изменения	9,88-420,3	-	0,20-0,35	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	23	7	24	7	23	7	-
	Количество определений, шт.	38	11	41	12	38	11	-
	Среднее значение	422,3	273,2	0,26	0,26	0,68	0,65	-
	Коэффициент вариации	1,102	0,647	0,203	0,115	0,128	0,137	-
	Интервал изменения	25,2-1790,8	32,6-636,5	0,15-0,34	0,21-0,31	0,45-0,83	0,42-0,79	-
	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-

Гидродинамические исследования скважин	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Т-II								
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	2	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	2	-	3	-	-	-	-
	Среднее значение	0,119	-	0,23	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	0,16	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,11-0,127	-	0,198-0,279	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	27	3	27	5	27	3	-
	Количество определений, шт.	61	5	62	8	61	5	-
	Среднее значение	257,5	81,7	0,25	0,21	0,61	0,61	-
	Коэффициент вариации	1,349	0,586	0,161	0,125	0,159	0,077	-
	Интервал изменения	19,0-1741,4	26,4-148,5	0,17-0,33	0,18-0,25	0,42-0,86	0,48-0,67	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	1	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	18,5	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Т-III								
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	3	-	5	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	26	-	35	-	-	-	-
	Среднее значение	14,73	-	0,253	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,98	-	0,26	-	-	-	-
	Интервал изменения	1-73,5	-	0,14-0,34	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	49	3	49	3	49	3	-
	Количество определений, шт.	215	4	220	4	215	4	-
	Среднее значение	266,5	175,9	0,23	0,24	0,64	0,73	-
	Коэффициент вариации	1,781	0,595	0,160	0,081	0,172	0,172	-
	Интервал изменения	4,1-4294,1	28,8-263,3	0,12-0,35	0,20-0,25	0,35-0,91	0,50-0,74	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	3	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	18,1	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,765	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	2,99-39,3	-	-	-	-	-	-
Т-IV								
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	4	-	4	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	23	-	36	-	-	-	-
	Среднее значение	232,5	-	0,24	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	2,15	-	0,27	-	-	-	-
	Интервал изменения	2,03-2252,9	-	0,10-0,355	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	49	1	49	1	49	-	-
	Количество определений, шт.	244	3	254	3	244	-	-
	Среднее значение	272,8	72,5	0,22	0,18	0,69	-	-
	Коэффициент вариации	1,280	0,309	0,164	0,086	0,154	-	-
	Интервал изменения	2,9-4294,1	48,1-103,09	0,11-0,33	0,16-0,20	0,36-0,90	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	9	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	10	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	39,7	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,476	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	1,1-200	-	-	-	-	-	-

T-V								
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	1	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	0,263	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	10	-	11	-	10	-	-
	Количество определений, шт.	37	-	38	-	37	-	-
	Среднее значение	98,0	-	0,22	-	0,57	-	-
	Коэффициент вариации	1,345	-	0,184	-	0,162	-	-
	Интервал изменения	3,2-988,3	-	0,13-0,35	-	0,40-0,74	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	1	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	109,7	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
T-VI								
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	2	-	2	-	-
	Количество определений, шт.	5	-	5	-	5	-	-
	Среднее значение	310,6	-	0,23	-	0,68	-	-
	Коэффициент вариации	1,408	-	0,19	-	0,117	-	-
	Интервал изменения	19,7-1073,5	-	0,18-0,30	-	0,52-0,80	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-

В таблице 2.2.4 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределений проницаемости горизонта

№№ п/п	По данным геофизических исследований								По данным лабораторного изучения керна							
	Интервалы изменения, 10 ⁻³ мкм ²	Число случаев							Интервалы изменения, 10 ⁻³ мкм ²	Число случаев						
		T (нефть)	T-I (нефть/газ)	T-II (нефть/газ)	T-III (нефть/газ)	T-IV (нефть)	T-V (нефть)	T-VI (нефть)		T (нефть)	T-I (нефть/газ)	T-II (нефть/газ)	T-III (нефть/газ)	T-IV (нефть)	T-V (нефть)	T-VI (нефть)
1	1-10	-	-	-	8/-	8	6	-	1-10	-	1/-	-	12/-	10	-	-
2	10-100	3	11/3	30/4	96/2	113	21	4	10-100	6	3/-	1/-	14/-	5	-	-
3	100-200	2	7/2	11/1	46/-	42	6	-	100-200	7	1/-	-	-	1	-	-
4	200-300	1	6/2	5/-	22/1	25	3	-	200-300	-	-	-	-	2	-	-
5	300-400	2	2/2	2/-	7/-	18	-	-	300-400	-	-	-	-	2	-	-
6	400-500	-	1/1	5/-	4/-	8	-	-	400-500	1	1/-	-	-	-	-	-
7	500-600	-	4/-	2/-	7/-	9	-	-	500-600	1	-	-	-	1	-	-
8	600-700	1	1/1	1/-	3/-	3	-	-	600-700	-	-	-	-	-	-	-
9	700-800	-	1/-	2/-	-	2	-	-	700-800	1	-	-	-	-	-	-
10	800-900	-	1/-	-	1/-	3	-	-	800-900	-	-	-	-	-	-	-
11	900-1000	-	1/-	1/-	4/-	1	1	-	900-1000	-	-	-	-	-	-	-
12	1000-2000	-	3/-	2/-	6/-	6	-	1	1000-2000	-	-	-	-	1	-	-
13	2000-3000	-	-	-	3/-	-	-	-	2000-3000	-	-	-	-	1	-	-

Таким образом, коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям в незначительной степени. Значения пористости по керну немного разнятся по сравнению со значениями по ГИС, что в данном случае это объясняется, тем, что керн характеризует пористость отдельных точек, а ГИС – объемную пористость всего пласта.

Значения проницаемости определялось по керну и ГДИС. Следует отметить, что проницаемость по ГДИС определена не по всем эксплуатационным объектам. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

2.3. Состав и свойства нефти, газа и воды

За рассматриваемый период с 01.01.2024 по 01.01.2026г. по месторождению были отобраны и исследованы 4 глубинные пробы из скв№ 148.

№№ скв.	Дата отбора дд.мм.гггг	Вид пробы	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Глубина отбора м	Горизонт	Блок
148	22.09.2024	глуб.			1198.6	T-IV	II
148	22.09.2024	глуб.			1208.0	T-IV	II
148	27.09.2024	глуб.			1230.9	T-IV	II
148	11.02.2025	глуб.	1229.0	1233.0	1010.0	T-IV	II

А так же 2 пробы попутного газа из скв№ 148.

№/№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Глубина отбора	Горизонт
148	26.09.2024			1118.5	T-III
148	26.09.2024			1168.0	T-IV

Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «Chandler Engineering 3000 PVT» (США), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей». При пластовом давлении и температуре проведены исследования PV-соотношения, определены основные параметры пластовой нефти по результатам исследований при однократном разгазировании: давление насыщения (PV-соотношение), коэффициент сжимаемости, относительный объем, газосодержание, объемный коэффициент, усадка, плотность пластовой и сепарированной нефти, плотность при давлении насыщения, вязкость пластовой и сепарированной нефти, анализ физико-химических свойств сепарированной нефти, компонентный состав выделившегося газа и разгазированной нефти. Вязкость определена при помощи капиллярного вискозиметра. Плотность определена на цифровом плотномере фирмы «Anton Paar». Основные данные результатов приведены в таблицах.

Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе фирмы «Agilent-Technologies» (США), согласно методу ASTM Д3710.

Результаты лабораторных исследований приведены в табличных приложениях П.2.3.1, П.2.3.2, П.2.3.3, П.2.3.4.

2.3.1. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

В целом, по месторождению изучено 32 проб нефти в пластовых условиях. Из них: 19 глубинных проб и 13 рекомбинированных проб, отобранных из продуктивных горизонтов:

в пластовых условиях			
горизонт		количество проб	№ скважин(ы)
T-I	глуб.	1	1;
T+T-I	глуб.	2	38;
T-II	глуб.	2	22;
	реком.	1	60;
T-III	глуб.	2	7, 23;
	реком.	2	132, 140;
T-IV	глуб.	10	5, 37, 98, 103, 130, 148;
	реком.	9	71, 79, 93, 123, 129, 130, 132;
T-V	глуб.	2	74, 101.
из совмещенных горизонтов		1	64;
общее количество		32	21

Г эксплуатационный объект

Горизонт T-I (блоки II, IV, V)

По данному горизонту на стадии геологоразведочных работ была отобрана и исследована одна глубинная проба из скважины №1. Приведенные средние значения по горизонту следующие:

Плотность нефти в пластовых условиях – 609,8 кг/м³

Температура исследования проб –38°С.

Давление насыщения пластовой нефти – 4,4 МПа.

Газосодержание при стандартной сепарации – 189,6 м³/т.

Динамическая вязкость пластовой нефти – 3,88 мПа·с.

Объемный коэффициент – 1,115.

Исходя из анализа имеющихся данных, в рамках настоящей работы на основе утвержденных в рамках ПЗ-2013 г. и УПР-2017 г. зависимостей параметров по данному горизонту значения даны с учетом значения давления насыщения 3,89 МПа и температуры 40,5°С (по аналогии с нижележащим горизонтом T-II). При данном давлении насыщении газосодержание, определенное графическим путем, составляет 65,85 м³/т, соответственно плотность 743,1 кг/м³, величина объемного коэффициента 1,190 доли ед., динамическая вязкость 1,85 мПа·с.

Горизонт T-II (блоки II, IV, V)

По данному горизонту на стадии геологоразведочных работ были отобраны и исследованы 3 глубинные пробы из скважины №22 и 60, проба из скважины № 60 временно не рассматривается до дополнительного уточнения параметров, т.к. рекомбинированная проба вызывает сомнения на текущее состояние флюидальной системы, в связи с этим расчетные параметры остаются на уровне предыдущего отчета «ПЗ-2013 г.».

Приведенные средние значения по горизонту следующие:

Плотность нефти в пластовых условиях – 750,6 кг/м³

Температура исследования проб – 40,5°C.

Давление насыщения пластовой нефти – 3,9 МПа.

Газосодержание при стандартной сепарации – 49,4 м³/т.

Динамическая вязкость пластовой нефти – 4,6 мПа·с.

Объемный коэффициент – 1,130.

Горизонт Т-III (блоки II, IV, V)

По данному горизонту на стадии геологоразведочных работ были отобраны и исследованы 2 глубинные пробы из скважин №№7, 23, после УПР-2017 были отобраны и исследованы 2 рекомбинированные пробы из скв. №№ 132 и 140. По двум пробам из скв. № 132 и 140 значение давления насыщения ввиду их высокого значения временно не учитываются до дальнейшего подтверждения параметров. Приведенные значения по горизонту следующие:

Плотность нефти в пластовых условиях – 825,4 кг/м³

Температура исследования проб – 42,0°C.

Давление насыщения пластовой нефти – 3,6 МПа.

Газосодержание при стандартной сепарации – 24,5* м³/т.

Динамическая вязкость пластовой нефти – 10,9 мПа·с.

Объемный коэффициент – 1,085.

II эксплуатационный объект

Горизонт Т-IV (блоки II, IV, V)

Данный горизонт исследован 10 глубинными пробами из скважин №№ 5, 37, 98, 103, 130, 148 и 9 рекомбинированными пробами из скважин №№71, 79, 123, 129, 130 и 132. Отобранная в 1997 г. глубинная проба из скважины №103 была отбракована, т.к. с позиции отбора было признано некорректным значение давления на уровне 5,95 МПа.

По пробам, отобранным в период 2010-2017г.г., наблюдается падение давления исследования и насыщения, соответственно снижается величина газосодержания, увеличивается плотность пластовой нефти. Из отобранных и исследованных в этот период 8-и проб приняты во внимание пробы со скважин №№130 (2 пробы, дата отбора 15.10.10г. и 01.12.2013г.), №132 (1 проба, дата отбора 01.12.11г.), №123 (1 проба, дата отбора 21.10.2017г.). Пробы со скважин №71 (1 проба, дата отбора 21.09.2013 г.), №79 (2 пробы, дата отбора 24.10.2013 г., 07.11.2016г.), №132 (1 проба, дата отбора 24.10.2013г.) отбракованы при усреднении величин параметров, так как по ним низкое значение газосодержания, а при сравнении значений параметров двух проб со скважины №132 видно,

что проба, отобранная по времени позже, имеет давление насыщения ниже, но газосодержание больше по сравнению с ранее отобранной пробой. Приведенные значения по горизонту следующие:

Плотность нефти в пластовых условиях – 698.0 кг/м³

Температура исследования проб – 42.6°C.

Давление насыщения пластовой нефти – 5.6 МПа.

Газосодержание при стандартной сепарации – 140.6 м³/т.

Динамическая вязкость пластовой нефти – 1.4 мПа·с.

Объемный коэффициент – 1.325

Горизонт T-V (блоки IV, V).

По данному горизонту имеются две отобранные и исследованные пробы со скважин №123 и 136, но данные пробы отбракованы из-за значений плотности и вязкости.

По всем новым пробам проведена стандартная сепарация, в ходе которой были определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения, газосодержание, плотность и вязкость пластовой нефти, плотность сепарированной нефти, состав и свойства растворенного газа.

Заключение к анализу:

На момент составления отчета ДПР-2026 г. по горизонтам Т-I, Т-II и Т-III параметры остаются на уровне предыдущего ПЗ-2013 г. т.к. отобранные рекомбинированные пробы вызывают сомнения и до проведения дополнительной выборки и уточнения данных они не принимаются во внимание.

Ниже приведено обоснование для двух объектов разработки месторождения, полученные параметры пластовой нефти по новым пробам были сопоставлены с данными ранее отобранных проб, а также проверены по критериям отбраковки.

Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам:

- ввиду их некачественного отбора по ряду причин, среди которых может быть и наличие двухфазного потока углеводородов на забое скважины (повышенная депрессия на пласт и т.д.).

- по аномальному не физическому отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти.

Анализируя материалы для представления начальных термобарических характеристик продуктивных горизонтов в данной работе были построены графики изменений пластового давления и температуры по глубине залежи по данным опробований скважин (рис.2.3.2-2.3.3). Начальное пластовое давление триасовых горизонтов изменяется

в пределах диапазона 11-14 МПа. По значениям температур не наблюдается разброс данных и геотермический градиент принимается на уровне $1,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Замеренные свойства пластовой нефти по глубинным пробам при однократной сепарации представлены в таблице 2.3.1.

Для представления флюидальной системы месторождения в данной работе были использованы и проанализированы имеющиеся фактические материалы по ранее отобраным и новым пробам пластовой нефти. При анализе данных, для выявления некорректных параметров пластовой нефти, построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание ($P_b\text{--GOR}$), объемный коэффициент - газосодержание ($Bo\text{--GOR}$), плотность пластовой нефти - газосодержание ($\rho_f\text{--GOR}$), вязкость пластовой нефти - плотность пластовой нефти (рис.2.3.4-2.3.7). Значения, отклоняющиеся от трендов зависимости и совпадающие с критериями по отбраковке проб, исключены из рассмотрения.

Сопоставление анализов пластовой нефти начального периода и текущего, показывают, что в период 1986-1989 г.г. (скв. №№1, 5, 22, 23, 37) были зафиксированы следующие термобарические условия: пластовое давление на уровне от 7,6 до 12,7 МПа; температура от 38 до 43°C . В 1997 г. дополнительно были отобраны и исследованы две глубинные пробы из скв. №98 и 103 (блок II и IV). По скв. №98 было зафиксировано пластовое давление и температура на уровне 10,6 МПа и 42°C , соответственно, а по скв. №103 на уровне 6,0 МПа и 36°C , которое с позиции отбора было признано некорректным значением. Пластовое давление в 2010 г. держалось на уровне от 10,4 до 11,3 МПа (скв. №№123, 130, 136), а температура в пределах $43\text{--}45^{\circ}\text{C}$. Исходя из вышеизложенного по результатам анализа на дату составления подсчета запасов в 2013 г. начальное пластовое давление триасовых горизонтов принято в пределах диапазона 11-14 МПа, геотермический градиент равняется на уровне $1,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

По добывающим скважинам в 2013-2018 г.г. (скв. №№64, 71, 79, 130, 132) наблюдался быстрый темп падения пластового давления, что было связано с интенсивной разработкой месторождения. Во II блоке по скв. №64 и 71 наблюдается ухудшение коллекторских свойств и пластовое давление держится на уровне 3,7 до 4,0 МПа, температура $30\text{--}35^{\circ}\text{C}$. Полученные результаты анализа по скв. №79 (д.о. 24.10.2013 г.), находящаяся во II блоке, показывает, что свойства нефти из данной скважины близки к свойствам в блоке V, поскольку скважина находится на границе сброса F_3 (тектоническое нарушение) термобарические условия на уровне 7,0 МПа и 33°C . По V блоку по скв. 130 и 132 (д.о. 01.12-24.10.2013 г.) давление держится в пределах от 5,5 до 7,0 МПа, температура на уровне от $38\text{--}45^{\circ}\text{C}$.

Значения начальных термобарических условий рассчитаны по зависимостям давления и температуры (рис. 2.3.2, 2.3.3) на усредняющие глубинные срезы.

Параметры нефти в пластовых представлены в следующем образом: давление насыщения по горизонтам принимается по средним значениям достоверных анализов нефти; плотность сепарированной нефти принята по среднему значению поверхностных проб; газосодержание рассчитано по зависимости от давлений насыщения (рис.2.3.4); объемный коэффициент рассчитан по балансовой формуле; плотность пластовой нефти рассчитана по зависимости от газосодержания (рис.2.3.6); вязкость пластовой нефти рассчитана по зависимости от плотности пластовой нефти (рис. 2.3.7); плотность сепарированного газа рассчитана по среднему составу растворенного газа по горизонтам.

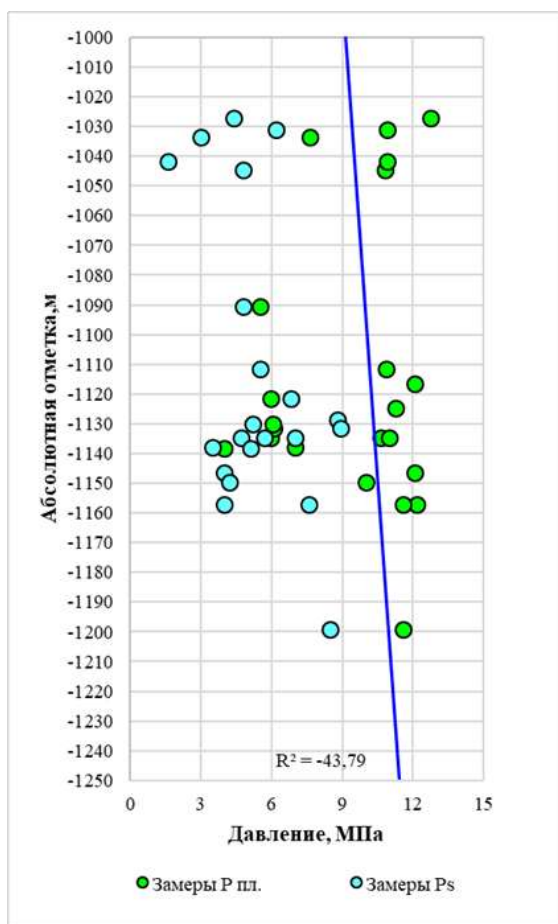


Рис.2.3.2 – Зависимость пластового давления (Рпл) и давления насыщения (Ps) от глубины

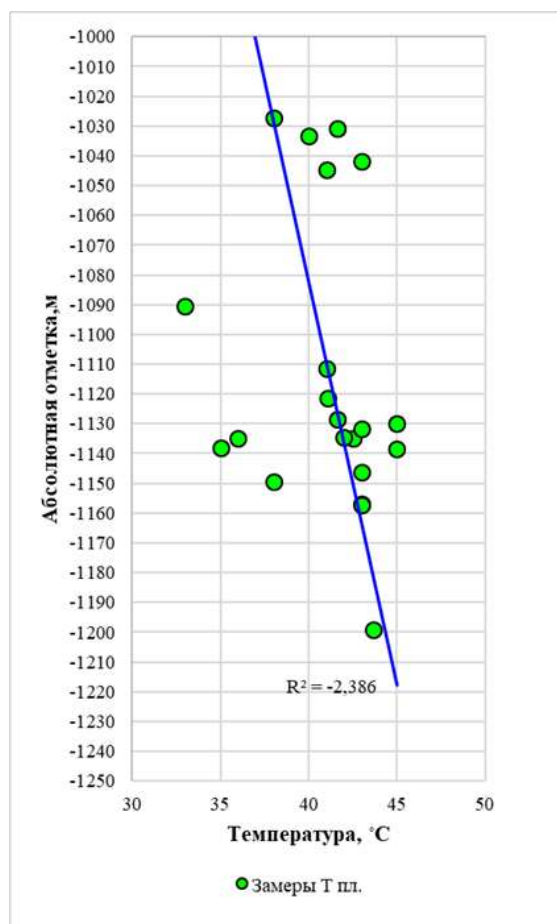


Рис.2.3.3 – Зависимость пластовой температуры от глубины

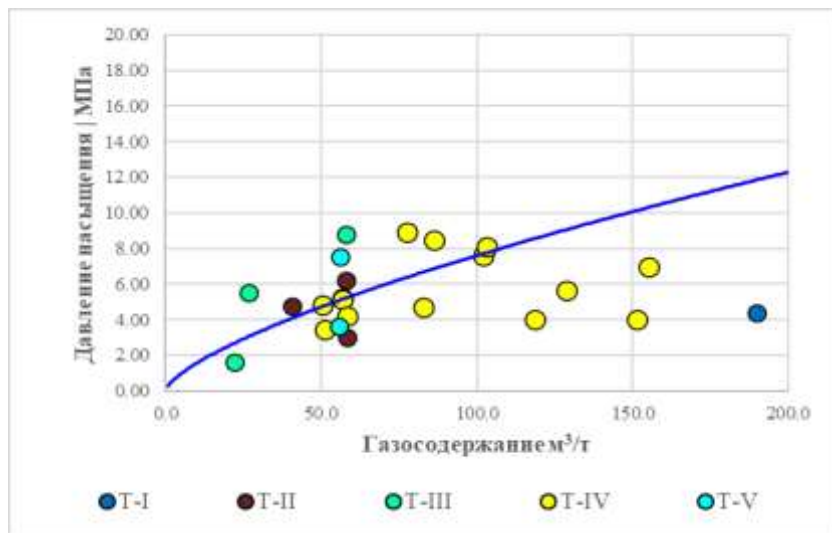


Рис.2.3.4 – Зависимость давления насыщения от газосодержания

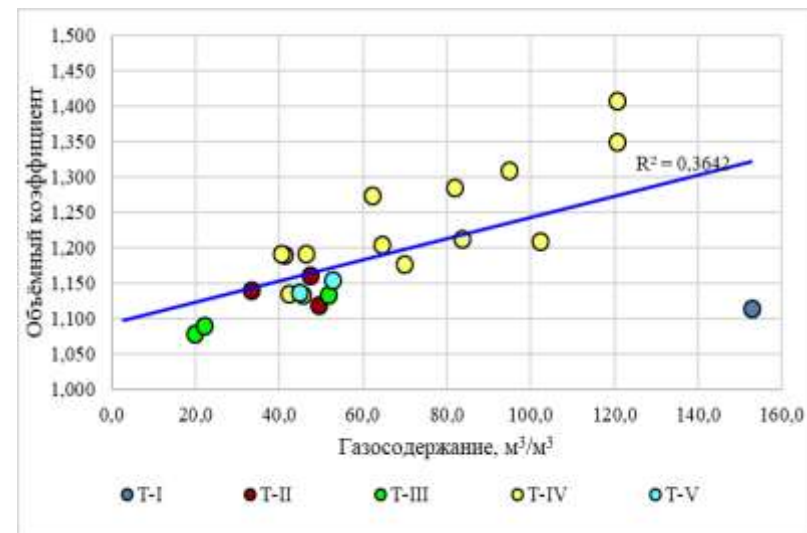


Рис.2.3.5 – Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания

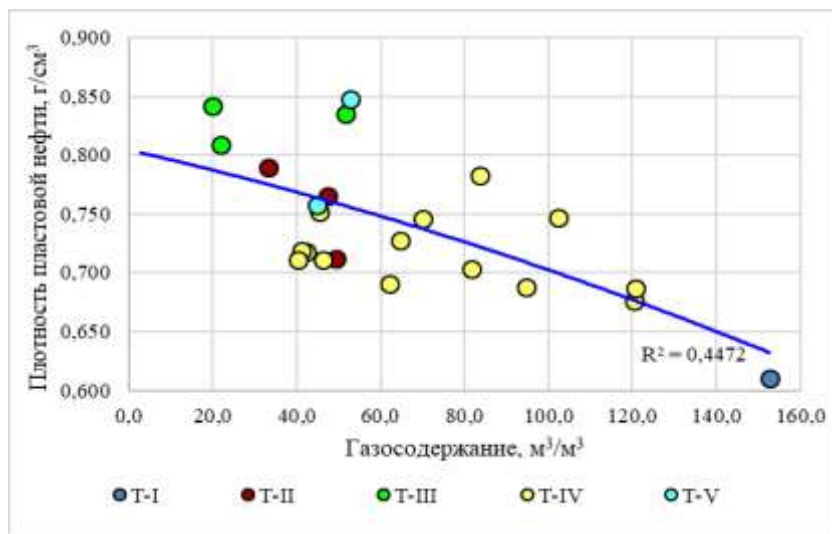


Рис.2.3.6 – Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

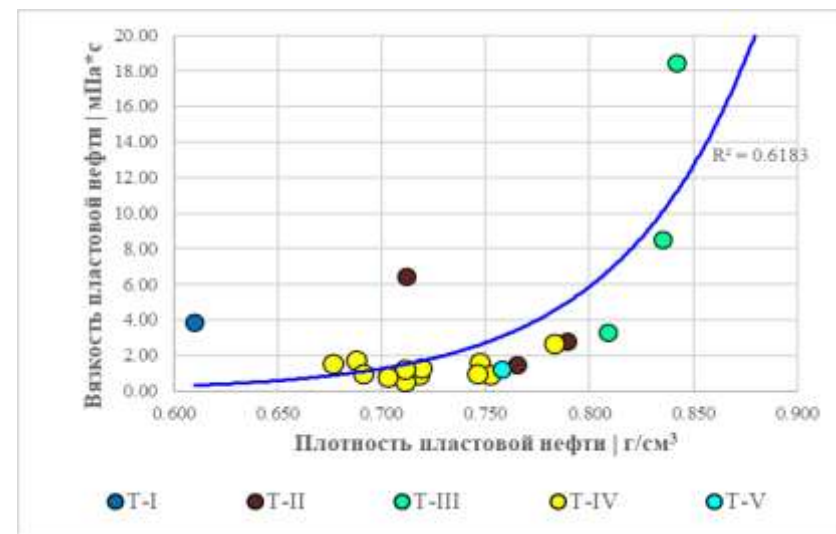


Рис.2.3.7 – Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти

2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 148 поверхностные пробы, отобранные из продуктивных горизонтов:

в поверхностных условиях		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
Т	2	38;
Т-I	7	1, 5, 23, 68;
Т-II	22	5, 10, 20, 22, 23, 25, 38, 60, 68;
Т-III	37	1, 5, 7, 10, 11, 19, 20, 22, 23, 37, 38, 64, 67, 95, 96, 99, 104, 132, 140;
Т-IV	73	5, 7, 10, 11, 19, 22, 37, 38, 63, 64, 71, 72, 74, 75, 78, 79, 93, 94, 98, 100, 101, 103, 123, 125, 129, 130, 132, 134, 140, 148;
Т-V	6	5, 11, 123, 136;
из совмещенных горизонтов	1	64;
общее количество	148	43

Основная масса образцов характеризует свойства нефти горизонтов Т-II, Т-III и Т-IV. При анализе имеющихся данных по ранее отобранным пробам наблюдается различие в значениях плотности поверхностной нефти в пределах одного блока в сводовой и припирной частях структуры. Так, в блоках IV, V в сводовой части структуры замерены относительно меньшие плотности по сравнению с краевыми частями, где плотность нефти достигает $0,950 \text{ г/см}^3$. Значительные колебания свойств нефти связаны со сложным геологическим строением залежей, нарушенных разломами и в отдельных скважинах, контактирующих с водой. Для уточнения таких изменений в флюидальной системе месторождения дополнительно были замерены плотности нефти по скважинам №№38, 60, 64, 71, 75, 78, 79, 93, 123, 125, 129, 132, 134, 140. В результате замеров подтвердились ранее полученные значения по блокам. На основе этого плотность сепарированной нефти принимается по усреднённым величинам всех проб отдельно по блокам.

Количество изученных проб по каждому горизонту приведено в таблице 2.3.3. Изменение содержания плотности, смол-силикагелевых, серы и парафина показаны на рис. 2.3.8, 2.3.9, 2.3.10, 2.3.11 на усредняющие глубинные срезы.

После отбраковки некорректных значений поверхностные нефти триасовых горизонтов классифицируются в следующем порядке:

Класс нефти. По средним значениям содержания серы нефти всех продуктивных горизонтов являются малосернистыми, и относятся к классу 1 (диапазон изменения от 0,29 до 0,60 масс. %).

Тип нефти. По горизонтам плотность нефти изменяется от особо легких (плотность менее 830 кг/м^3) до битуминозных (плотность более $895,0 \text{ кг/м}^3$)

Группа нефти. Содержание хлористых солей по всем пробам не определено, в связи с чем не представляется возможность их классифицировать.

Содержание парафина в нефти по всем горизонтам встречается в диапазоне 0,24-0,89 масс%.

Согласно СТ РК 1347-2005 нефть вышеуказанные нефти относятся к малопарафинистым и парафинистым, малосмолистым и смолистым нефтям. Выход фракций, выкипающих до 300°C для триасовых нефтей, составляет 47,1-69,5% об, в т.ч. до 200°C выход дистиллятов составляет 24,9 – 40,6% об.

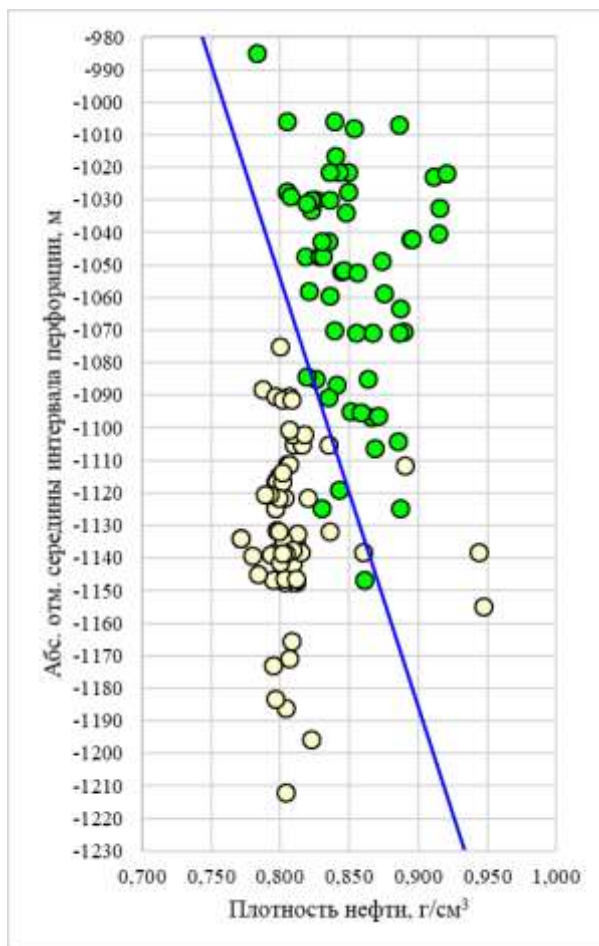


Рис.2.3.8 - Зависимость плотности от глубины

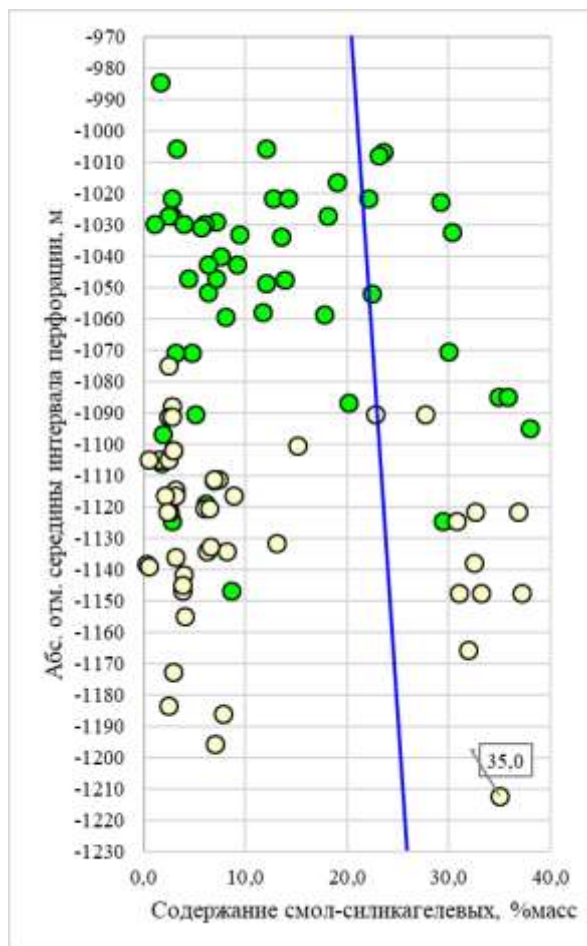


Рис.2.3.9 - Зависимость смол-силикагелевых от глубины

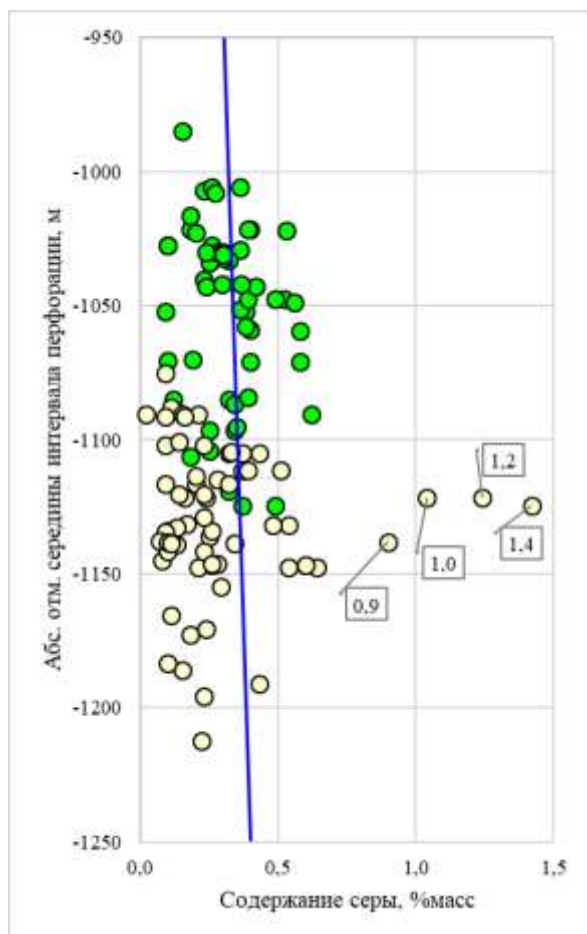


Рис.2.3.10 - Зависимость плотности от глубины

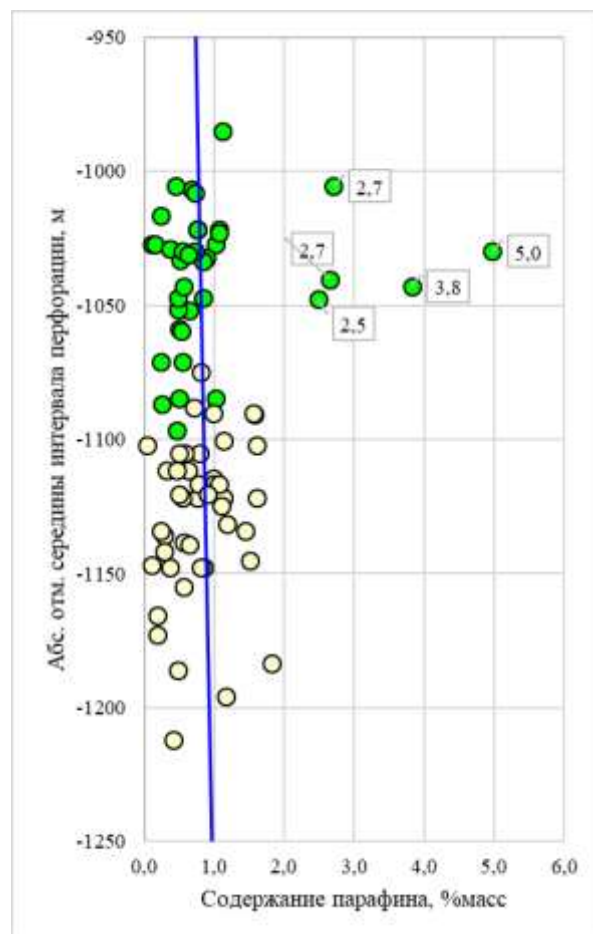


Рис.2.3.11 - Зависимость плотности от глубины

2.3.3. Компонентный состав и свойства газа

Исследование компонентного состава попутного газа охарактеризовано 21 пробам, растворенного газа 38 пробам. Результаты лабораторных анализов приведены в таблице 2.3.4 и 2.3.5, соответственно.

Количество проб выделившегося газа		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
Т	1	38;
Т-I	1	23;
Т+Т-I	2	38;
Т-II	5	5, 23, 60;
Т-III	6	10, 11, 23, 99, 132, 140;
Т-IV	23	5, 10, 11, 22, 37, 63, 71, 79, 93, 97, 123, 129, 130, 132, 148;
общее количество	38	21
Количество проб попутного газа		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
Т-I	5	5, 11, 37;
Т-II	2	22, 37;
Т-III	5	11, 37, 67, 127, 148;
Т-IV	9	63, 71, 75, 93, 107, 121, 132, 140, 148;
общее количество	21	15

Попутный газ

Т-I горизонт. Газ характеризуется как жирный т.к. C_2 +высшие <25% (23,0%). Содержание метана в среднем – 59,0%. Из углеводородных компонентов присутствует азот – 6,4% (низкоазотный), углекислый газ – 11,6% (высокоуглекислый). Относительная плотность – 0,826 доли ед.

Т-II горизонт. Газ является ожирным т.к. C_2 +высшие 25% (24,5%). Содержание метана в среднем – 57,0%. Из углеводородных компонентов присутствует азот – 3,7% (низкоазотный), углекислый газ – 14,4% (высокоуглекислый). Относительная плотность – 0,838 доли ед.

Т-III горизонт. Газ характеризуется как жирный т.к. C_2 +высшие >25% (20,5%). Содержание метана в среднем – 72,9%. Из углеводородных компонентов присутствует азот – 2,0% (низкоазотный), углекислый газ – 4,6% (углекислый). Относительная плотность – 0,748 доли ед.

Т-IV горизонт. Газ характеризуется как жирный т.к. C_2 +высшие >25% (18,9%). Содержание метана в среднем – 77,9%. Из углеводородных компонентов присутствует азот – 2,8% (низкоазотный), углекислый газ – 0,4% (низкоуглекислый). Относительная плотность – 0,724 доли ед.

Растворенный газ.

Т-I горизонт. Газ характеризуется как жирный т.к. C_2 +высшие <25% (21,0%). Содержание метана в среднем – 64,6%. Из углеводородных компонентов присутствует

азот – 13,0% (азотный), углекислый газ – 1,5% (низкоуглекислый). Относительная плотность газа – 0,765 доли ед.

Т-II горизонт. Газ является высокожирным т.к. C_2 +высшие >25% (29,1%). Содержание метана в среднем – 56,2 4%. Из углеводородных компонентов присутствует азот – 10,5% (азотный), углекислый газ – 4,2% (углекислый). Относительная плотность газа – 0,848 доли ед.

Т-III горизонт. Газ характеризуется как высокожирный т.к. C_2 +высшие >25% (26,7%). Содержание метана в среднем – 62,2%. Из углеводородных компонентов присутствует азот – 9% (азотный), углекислый газ – 2,0% (углекислый). Относительная плотность газа – 0,804 доли ед.

Т-IV горизонт. Газ характеризуется как высокожирный т.к. C_2 +высшие >25% (37,2%). Содержание метана в среднем – 56,2%. Из углеводородных компонентов присутствует азот – 5,6% (азотный), углекислый газ – 0,9% (низкоуглекислый). Относительная плотность газа – 0,929 доли ед.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

№/№		Т-II					Т-III					Т-IV					
		Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение				
		скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб						
Температура		С°	1	2	40.0	41.0	40.5	2	2	41.0	43.0	42.0	4	5	42.0	43.0	42.6
Давление насыщения нефти газом		МПа	1	2	3.0	4.8	3.9	2	2	1.6	5.5	3.6	4	5	4.0	7.3	5.6
Динамическая вязкость нефти в пл.усл.		мПа*с	1	2	2.8	6.4	4.6	2	2	3.3	18.5	10.9	4	5	0.7	1.7	1.4
Плотность нефти в пл.усл.	при Риссл	г/см³	1	2	0.712	0.789	0.751	2	2	0.809	0.842	0.825	4	5	0.676	0.747	0.698
Газосодержание		м³/м³	1	2	33.3	49.3	41.3	2	2	19.8	21.9	20.8	4	5	94.8	120.6	110.9
		м³/т	1	2	40.5	58.2	49.4	2	2	22.3	26.7	24.5	4	5	118.8	155.0	140.6
Объемный коэффициент	при Риссл		1	2	1.120	1.140	1.130	2	2	1.080	1.090	1.085	4	5	1.210	1.408	1.325

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

Наименование		Т-I					Т-II				
		Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение		
		скв.	проб			скв.	проб				
Плотность при 20 °С, кг/м³		4	6	0.783	0.839	0.807	6	16	0.818	0.853	0.835
Кинематическая вязкость при	20 °С, мПа×с	4	6	1.8	8.9	4.5	6	16	5.8	22.4	10.7
	50 °С, мПа×с	4	6	1.6	5.5	3.1	6	16	2.9	11.9	5.3
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых	4	6	2.4	2.7	2.6	6	16	1.6	12.7	6.9
	Асфальтенов	4	6	0.1	0.7	0.4	6	16	0.1	2.5	0.6
	Серы	4	6	0.1	0.3	0.2	6	16	0.2	0.4	0.3
	Парафинов	4	6	0.1	0.2	0.1	6	16	0.4	2.7	1.0
Температура застывания парафина °С		4	6	-20.0	-18.0	-19.5	6	16	-25.0	-14.0	-19.4
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, °С	4	6	43.0	50.0	46.5	6	16	45.0	64.0	52.0
	до 100 °С	4	6	13.0	13.0	13.0	6	16	3.0	11.0	8.8
	до 150 °С	4	6	26.0	32.0	29.0	6	16	13.0	29.0	22.8
	до 200 °С	4	6	38.8	50.4	43.1	6	16	22.0	40.0	31.2
	до 300 °С	4	6	56.0	74.8	65.8	6	16	46.0	68.0	54.6

Продолжение таблицы 2.3.2

Наименование		Т-III					Т-IV					Т-V				
		Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение			
		скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб					
Плотность при 20 °С, кг/м³		18	36	0.796	0.887	0.847	23	58	0.771	0.835	0.800	5	5	0.799	0.836	0.809
Кинематическая вязкость при	20 °С, мПа×с	18	36	1.9	119.6	26.5	23	58	2.0	9.9	3.8	5	5	2.7	9.1	4.7
	50 °С, мПа×с	18	36	1.3	32.2	9.5	23	58	1.3	5.4	2.2	5	5	2.1	4.7	2.8
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых	18	36	1.0	38.0	8.8	23	58	0.4	13.0	4.3	5	5	0.2	6.6	2.5
	Асфальтенов	18	36	0.2	2.8	0.7	23	58	0.0	1.0	0.3	5	5	0.0	0.2	0.1
	Серы	18	36	0.1	0.6	0.3	23	58	0.0	0.4	0.2	5	5	0.0	0.9	0.3
	Парафинов	18	36	0.2	3.8	1.1	23	58	0.0	1.8	0.8	5	5	0.2	1.5	0.8
Температура застывания парафина °С		18	36	-60.0	-4.0	-22.9	23	58	-55.0	-5.0	-29.1	5	5	-20.0	-20.0	-20.0
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, °С	18	36	50.0	88.0	63.1	23	58	28.0	86.0	53.6	5	5	55.0	55.0	55.0
	до 100 °С	18	36	1.5	12.0	6.3	23	58	1.0	16.0	9.2	5	5	8.0	8.0	8.0
	до 150 °С	18	36	5.5	32.0	17.6	23	58	8.0	36.0	25.7	5	5	19.0	19.0	19.0
	до 200 °С	18	36	12.0	46.5	25.6	23	58	21.0	59.0	39.0	5	5	33.0	47.0	39.5
	до 300 °С	18	36	36.0	75.0	51.7	23	58	45.0	77.0	63.1	5	5	60.0	79.6	69.5

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав и растворенного в нефти газа (в мол %)

Наименование	Т	Т-I	Т-II	Т-III	Т-IV
	выделившийся газ после однократного разгазирования				
Сероводород	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Углекислый газ	5.8	1.5	4.2	2.0	0.9
Азот+редкие	7.3	13.0	10.5	9.0	5.6
в т.ч. гелий	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
метан	78.7	64.6	56.2	62.2	56.2
этан	7.5	13.4	12.6	12.1	15.3
пропан	3.7	6.9	7.8	8.2	10.3
изобутан	0.0	0.7	1.9	2.0	2.5
н. бутан	0.0	1.0	2.4	2.3	3.9
изопентан	0.0	0.0	4.3	1.4	3.0
н. пентан	0.0	0.0	0.0	0.6	1.7
гексаны	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5
гептаны	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
остаток (C ₈ +высшие)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Молекулярная масса	21.1	22.7	26.7	24.7	27.7
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.652	0.765	0.848	0.804	0.929
Плотность газа, кг/м ³	0.785	0.922	1.022	0.969	1.119

Таблица 2.3.4 – Компонентный состав и свойства попутного газа (в мол %)

Наименование	T-I	T-II	T-III	T-IV
Сероводород	0.0	0.0	0.0	0.0
Углекислый газ	11.6	14.4	4.6	0.4
Азот+редкие	6.4	3.7	2.0	2.8
метан	59.0	57.0	72.9	77.9
этан	10.7	12.4	11.1	10.2
пропан	6.9	7.3	5.6	5.5
изобутан	2.0	2.3	1.2	0.9
н. бутан	2.7	2.5	1.6	1.3
изопентан	0.7	0.0	0.6	0.8
н. пентан	0.0	0.0	0.3	0.1
гексаны	0.0	0.0	0.1	0.1
гептаны	0.0	0.0	0.0	0.0
остаток (C ₈ +высшие)	0.0	0.0	0.0	0.0
Молекулярная масса	25.9	26.2	22.4	21.0
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.826	0.838	0.748	0.724
Плотность газа, кг/м ³	0.996	1.009	0.901	0.872

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.

В данном подразделе анализируются специальные исследования по скважине №148 (АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»).

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

Таблица 2.4.1 - Виды специальных исследований (триас)

Виды исследований	№№ скважин (год выполнения анализа)	Количество
Кривые капиллярного давления, образец	№148 (2025г)	34
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, образец		23
Коэффициент вытеснения нефти водой, модель/образец		22
Смачиваемость, образец		22

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности. Исследования выполнены на 34 образцах из триасовых отложений. На рисунке 2.4.1 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для каждого образца с пористостью от 17 до 32% и проницаемостью 2,8 до 904,7 мД.

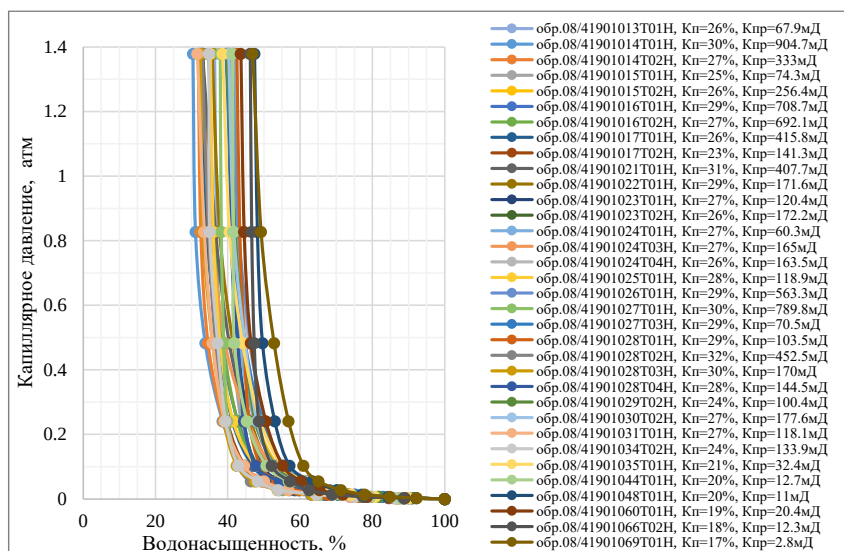


Рис. 2.4.1. График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности

По образцам получена остаточная водонасыщенность в диапазоне от 30,4 до 47,4%, в среднем 37,99%.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 22 образцах керна триасовых отложений, со средней пористостью 25% и средней проницаемостью от 200,67 мД (таблица 2.4.2).

Таблица 2.4.2 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой (скв. №148)

№ модели	№ образца	Горизонт	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Открытая пористость, доли ед.	Проницаемость, мД			Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
						по газу	по воде при 100% водонасыщенности	по нефти при ост. водонасыщенности			
3	14K01H	триас	1035,32	1037,37	0,30	904,7	347,15	555,44	0,339	0,135	0,796
5	15K01H	триас	1036,65	1038,7	0,25	74,3	28,58	40,01	0,39	0,208	0,659
8	16K02H	триас	1037,48	1039,53	0,27	692,1	265,57	424,92	0,291	0,208	0,707
9	17K01H	триас	1038,13	1040,18	0,26	415,8	174	242	0,39	0,22	0,639
11	18K01H	триас	1039,07	1043	0,21	27,6	10,62	14,86	0,458	0,192	0,646
13	22K01H	триас	1043,14	1044,4	0,29	171,6	68,35	99,91	0,432	0,184	0,676
15	23K02H	триас	1044,92	1046,18	0,26	172,2	68,49	99,41	0,353	0,231	0,643
17	24K02H	триас	1045,32	1046,58	0,25	21	8,36	12,23	0,401	0,253	0,578
19	24K04H	триас	1045,9	1047,16	0,26	163,5	65,03	94,38	0,372	0,2	0,682
21	26K01H	T	1047,27	1048,92	0,29	563,3	207,08	304,7	0,264	0,229	0,689
23	27K03H	T	1049,32	1050,07	0,29	70,5	27,05	43,28	0,367	0,225	0,645
25	28K02H	T	1049,82	1050,57	0,32	452,5	190,01	248,22	0,383	0,201	0,674
27	28K04H	T	1050,4	1051,15	0,28	144,5	53,24	82,9	0,403	0,222	0,628
29	29K03H	T	1051,1	1051,5	0,22	44,6	16,43	25,75	0,42	0,21	0,638
30	30K02H	T	1052,05	1052,4	0,27	177,6	68,15	94,42	0,343	0,187	0,715
32	34K01H	T	1055,6	1056,65	0,22	53,6	21,44	30,75	0,351	0,277	0,573
33	34K02H	T	1055,82	1056,87	0,24	133,9	53,26	82,21	0,36	0,21	0,672
35	34K04H	T	1056,4	1057,45	0,23	67,8	28,47	37,19	0,423	0,191	0,669
37	44K01H	T-II	1092,78	1093,82	0,20	12,7	4,68	7,29	0,418	0,25	0,570
39	60K01H	T-III	1108,48	1109,52	0,19	20,4	8,13	11,88	0,42	0,24	0,586
40	66K01H	T-III	1114,23	1115,27	0,16	7,54	3,02	3,98	0,459	0,23	0,575
42	76K01H	T-III	1124,63	1125,67	0,22	23,1	8,86	14,18	0,44	0,23	0,589

Коэффициент вытеснения нефти изменяется в диапазоне 0,57÷0,796 доли ед., в среднем составляя 0,65 доли ед.

Определение относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода». Эксперимент проводился на 23 образцах керна скважины №148. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв. №148)

№ модели	№ образца	Глубина, м	Глубина (привязанная глубина), м	Горизонт	Проницаемость для газа, мД	Проницаемость по пластовой воде, мД	Открытая пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	К относительной проницаемости по воде, доли ед.	К относительной проницаемости по нефти, доли ед.	Коэффициент вытеснения, β, доли ед.
2	13K01H	1034,95	1037	триас	67,9	27,01	0,258	0,40	0,23	0,23	1	0,617
4	14K02H	1035,96	1038,01	триас	333	139	0,267	0,39	0,2	0,275	1	0,672
6	15K02H	1036,9	1038,95	триас	256,4	94,26	0,263	0,31	0,2	0,312	1	0,710

7	16K01H	1037,28	1039,33	триас	708,7	261	0,285	0,37	0,14	0,222	1	0,778
9	17K01H	1038,13	1040,18	триас	415,8	174	0,256	0,39	0,22	0,207	1	0,639
10	17K02H	1038,28	1040,33	триас	141,3	51,94	0,230	0,42	0,17	0,215	1	0,707
12	21K01H	1042,74	1044	триас	407,7	156	0,313	0,35	0,19	0,24	1	0,708
14	23K01H	1044,75	1046,01	триас	120,4	48,16	0,266	0,4	0,23	0,22	1	0,617
16	24K01H	1045,15	1046,41	триас	60,3	23,14	0,266	0,45	0,22	0,27	1	0,600
18	24K03H	1045,54	1046,8	триас	165	66	0,272	0,36	0,22	0,22	1	0,656
20	25K01H	1046,23	1047,49	триас	118,9	49,93	0,276	0,35	0,21	0,199	1	0,677
22	27K01H	1048,9	1049,65	Т	789,8	290	0,303	0,4	0,18	0,177	1	0,700
24	28K01H	1049,54	1050,29	Т	103,5	41,22	0,290	0,38	0,21	0,224	1	0,661
26	28K03H	1050,24	1050,99	Т	170	62,49	0,301	0,34	0,21	0,196	1	0,682
28	29K02H	1050,9	1051,4	Т	100,4	42,16	0,239	0,38	0,2	0,209	1	0,677
29	29K03H	1051,1	1051,5	Т	44,6	16,43	0,222	0,42	0,21	0,272	1	0,638
31	31K01H	1052,6	1052,6	Т	118,1	47,04	0,267	0,41	0,19	0,204	1	0,678
33	34K02H	1055,82	1056,87	Т	133,9	53,26	0,240	0,36	0,21	0,207	1	0,672
34	34K03H	1056,25	1057,3	Т	52,8	20,26	0,199	0,37	0,26	0,228	1	0,587
36	35K01H	1058,77	1061,1	Т	32,4	11,91	0,213	0,4	0,22	0,228	1	0,633
39	60K01H	1108,48	1109,52	Т-III	20,4	8,13	0,190	0,42	0,24	0,202	1	0,586
41	66K02H	1114,68	1115,72	Т-III	12,3	4,89	0,175	0,45	0,24	0,239	1	0,564
42	76K01H	1124,63	1125,67	Т-III	23,1	8,86	0,216	0,44	0,23	0,19	1	0,589

По результатам определения относительных проницаемостей, остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,31-0,45 доли ед., в среднем составляя 0,39 доли ед.

Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 2.4.2.

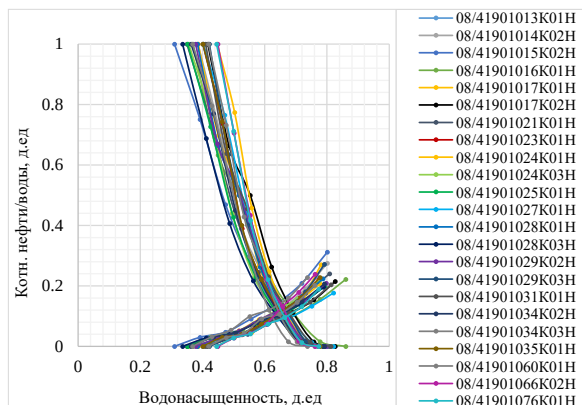


Рис 2.4.2. Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (сква. №148)

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как гидрофильные.

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 23 образцах керна скважины №148. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные.

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

Таблица 2.4.4 - Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта

Горизонт	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
Т	Количество определений, шт.	16	16	16	16	16	9	9
	Среднее значение	192,21	0,37	0,63	0,21	0,66	0,22	1
	Интервал изменения	32,4-789,8	0,26-0,42	0,58-0,74	0,18-0,28	0,57-0,72	0,18-0,27	-
Т-II	Количество определений, шт.	1	1	1	1	1	-	-
	Среднее значение	12,7	0,42	0,58	0,25	0,57	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Т-III	Количество определений, шт.	4	4	4	4	4	3	3
	Среднее значение	15,84	0,44	0,56	0,24	0,58	0,21	1
	Интервал изменения	7,54-23,1	0,42-0,46	0,54-0,58	0,23-0,24	0,56-0,59	0,19-0,24	-
триас	Количество определений, шт.	40	40	40	40	40	23	23
	Среднее значение	204,34	0,39	0,61	0,21	0,65	0,23	1
	Интервал изменения	7,54-904,7	0,26-0,46	0,54-0,74	0,14-0,28	0,56-0,796	0,18-0,31	-

2.5 Запасы нефти и газа

Впервые подсчет запасов нефти и газа участка составлен по состоянию на 01.06.1990 г. институтом «КазНИГРИ» (Протокол №11078 от 26.06.1991 г.).

На основе данных трехмерных сейсмических исследований на площади 100 км², проведенных ОАО «Казахстанкаспийшельф» в 2002 г., бурения эксплуатационных скважин и промышленной разработки, дополнительных исследований пластовых флюидов и кернового материала была уточнена геологическая модель месторождения в рамках Пересчета запасов нефти и газа по состоянию на 01.01.2007 г (Протокол №604–07-У от 19.07.2007 г.)

В 2010г на участке были проведены сейсморазведочные работы 3Д-МОГТ, по результатам которых были уточнены площади нефтеносности продуктивных горизонтов. Наибольшее увеличение площади нефтеносности отмечено по залежам Т-I, Т-III, Т-IV, Т-V. На основе новых данных составлен отчет по пересчету запасов УВС по состоянию на 01.07.2013 г. и утвержден ГКЗ РК протоколом №1323-13-У от 27.08.2013 г.

В 2022г был составлен «Пересчет извлекаемых запасов нефти, растворенного в нефти газа, свободного газа и газа газовых шапок участка Котыртас Северный месторождения Кенбай Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022 г.». В целом по месторождению подсчитанные извлекаемые запасы нефти промышленной категории В+С₁ уменьшились на 621,7 тыс.т (-42%) и составили 852,3 тыс.т. (Протокол ГКЗ РК №2553-23-У от 23.05.2023 г.).

В 2025г был составлен «Прирост запасов нефти и газа участка Котыртас Северный месторождения Кенбай Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 01.07.2025 г. В целом по участку Котыртас Северный месторождения Кенбай, с учетом прироста и перевода запасов, начальные геологические/извлекаемые запасы составили: нефти — по категориям В+С₁ 6720/867,9 тыс. т, по категории С₂ — 1206/137 тыс. т; растворенного газа — по категориям В+С₁ составляют 544,7/73,0 млн м³, по категории С₂ — 93,0/11,3 млн м³; свободного газа — по категории С₁ — 15,0/12,8 млн м³; газа в газовых шапках — по категории С₁ — 25,8/22,2 млн м³, по категории С₂ — 2,0/1,7 млн м³ соответственно (Протокол ГКЗ РК №2792-25-У от 19.12.2025 года.).

Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, свободного газа и газа газовых шапок представлены в таблицах 2.5.1-2.5.2.

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

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т.	Коэффициент извлечения нефти, д. ед	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа млн. м3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м3
							открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
Т	IV	Н	C ₁	180	3,3	600	0,25	0,65	0,804	0,886	69	0,130	9,0	65,85	4,5	0,6
		ВН	C ₁	70	3,0	212	0,25	0,65	0,804	0,886	25	0,130	3,2	65,85	1,6	0,2
	V скв.11	Н	C ₁	60	1,5	90	0,25	0,62	0,872	0,886	11	0,070	0,8	65,85	0,7	0,1
		ВН	C ₁	20	1,1	22	0,25	0,62	0,872	0,886	3	0,070	0,2	65,85	0,2	0,01
	итого по Т:		C ₁	330	0,8	276					108		13,2		7	0,9
Т-I	I скв.20	Н	C ₂	135	1,7	230	0,27	0,61	0,847	0,822	26	0,094	2,5	65,85	1,7	0,2
		ВН	C ₂	35	0,9	30	0,27	0,61	0,847	0,822	3	0,094	0,3	65,85	0,2	0,02
	II	ГН(скв.75)	C ₁	45	2,9	129	0,25	0,68	0,847	0,822	15	0,126	1,9	65,85	1,0	0,1
		ГН(скв.37)	C ₁	30	3,1	92	0,25	0,68	0,847	0,822	11	0,126	1,4	65,85	0,7	0,1
		Н	C ₁	985	3,8	3717	0,25	0,68	0,847	0,822	440	0,126	55,3	65,85	29,0	3,6
		ВН	C ₁	40	2,0	80	0,25	0,68	0,847	0,822	9	0,126	1,1	65,85	0,6	0,1
	V	ГН (скв.5)	C ₁	17	5,4	91	0,28	0,7	0,872	0,800	12	0,070	0,8	65,85	0,8	0,1
		Н	C ₁	366	2,6	958	0,28	0,7	0,872	0,800	131	0,070	9,1	65,85	8,6	0,6
		ВН	C ₁	70	2,6	182	0,28	0,7	0,872	0,800	25	0,070	1,7	65,85	1,6	0,1
	итого по Т-I:		C ₁	1553	3,4	5249					643		71,4		42,3	4,7
			C ₂	170	1,5	260					29		2,7		1,9	0,2
Т-II	I скв.20	Н	C ₂	140	5,1	714	0,23	0,62	0,834	0,915	78	0,0943	7,4	65,85	5,1	0,5
		ВН	C ₂	180	2,5	450	0,23	0,62	0,834	0,915	49	0,0943	4,6	65,85	3,2	0,3
	I скв.25	Н	C ₂	195	3,1	600	0,23	0,62	0,834	0,915	65	0,0943	6,1	65,85	4,3	0,4
		ВН	C ₂	210	2,5	525	0,23	0,62	0,834	0,915	57	0,0943	5,4	65,85	3,8	0,4
	II	ГН (скв.56)	C ₁	175	0,8	146	0,25	0,62	0,834	0,832	16	0,126	2,0	65,85	1,1	0,1
		ГН (скв.37)	C ₁	40	0,2	9	0,25	0,62	0,834	0,832	1	0,126	0,1	65,85	0,1	0,01
		Н	C ₁	490	3,8	1857	0,25	0,62	0,834	0,832	200	0,126	25,1	65,85	13,2	1,7
	IV	Н	C ₁	280	7,7	2163	0,24	0,55	0,803	0,863	198	0,130	25,7	65,85	13,0	1,7
		ВН	C ₁	70	2,9	200	0,24	0,55	0,803	0,863	18	0,130	2,3	65,85	1,2	0,2
	V	ГН (скв.11)	C ₁	110	0,02	2	0,26	0,64	0,822	0,844	0,2	0,070	0,0	65,85	0,01	0,001
		ГН (скв.5)	C ₁	12	1,9	23	0,26	0,64	0,822	0,844	2,7	0,070	0,2	65,85	0,2	0,012
		Н	C ₁	512	4,2	2141	0,26	0,64	0,822	0,844	247	0,070	17,2	65,85	16,3	1,1
		ВН	C ₁	55	2,4	130	0,26	0,64	0,822	0,844	15	0,070	1,0	65,85	1,0	0,1
	итого по Т-II:		C ₁	1744	3,8	6671					698		73,8		46,1	5
			C ₂	725	3,2	2289					249		23,5		16,4	1,6
Т-III	I	ВН (скв.20)	C ₂	100	0,5	50	0,28	0,71	0,814	0,882	7	0,094	0,7	58,09	0,4	0,04
		ВН (скв.25)	C ₂	155	0,5	78	0,28	0,71	0,814	0,882	11	0,094	1,0	58,09	0,6	0,06

Продолжение таблицы 2.5.1

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т.	Коэффициент извлечения нефти, д. ед	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа млн. м3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м3
							открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
Т-III	II	ГНЗ (скв.37)	C ₁	10	9,6	96	0,23	0,64	0,814	0,864	10	0,126	1,3	58,09	0,6	0,1
		ГНЗ (скв.148)	C ₁	47	7,9	374	0,19	0,57	0,814	0,864	28	0,126	3,5	58,09	1,6	0,2
			C ₂	113	6,0	684	0,19	0,57	0,814	0,864	52	0,094	4,9	58,09	3,0	0,3
		Н	C ₁	1649	6,9	11373	0,23	0,64	0,814	0,864	1177	0,126	147,9	58,09	68,4	8,6
		Н	C ₂	989	3,9	3831	0,23	0,64	0,814	0,864	397	0,094	37,4	58,09	23,1	2,2
	IV	ВН	C ₁	620	4,4	2724	0,24	0,63	0,818	0,860	290	0,130	37,7	58,09	16,8	2,2
	V	ГНЗ	C ₁	40	2,5	100	0,24	0,64	0,825	0,853	11	0,070	0,8	58,09	0,6	0,0
		Н	C ₁	600	6,8	4102	0,24	0,64	0,825	0,853	443	0,070	30,8	58,09	25,7	1,8
		ВН	C ₁	130	7,3	953	0,24	0,64	0,825	0,853	103	0,070	7,2	58,09	6,0	0,4
	VI	ВН	C ₁	240	2,0	490	0,24	0,81	0,825	0,858	67	0,046	3,1	58,09	3,9	0,2
	итого по Т-III:		C ₁	3337	6,1	20211					2129		232,2		123,6	13,5
			C ₂	1357	3,4	4643					467		44,0		27,1	2,6
Т-IV	II	ГНЗ (скв.148)	C ₁	77	8,0	615	0,16	0,73	0,803	0,802	46	0,194	8,9	103	4,7	0,9
		Н (скв.148)	C ₁	47	9,8	459	0,16	0,73	0,803	0,802	35	0,194	6,8	103	3,6	0,7
		Н	B	1160	10,0	11650	0,22	0,68	0,803	0,802	1122	0,194	217,8	103	115,6	22,4
		Н	C ₁	330	11,9	3917	0,22	0,68	0,803	0,802	377	0,194	73,2	103	38,8	7,5
		Н	C ₂	1317	3,5	4606	0,22	0,68	0,803	0,802	444	0,146	64,6	103	45,7	6,7
	IV	Н	B	390	7,6	2952	0,23	0,65	0,732	0,872	282	0,073	20,6	103	29,1	2,1
		ВН	C ₁	230	4,3	980	0,23	0,65	0,732	0,872	94	0,073	6,9	103	9,7	0,7
	Va	Н	B	540	9,4	5063	0,24	0,69	0,803	0,802	540	0,170	91,7	103	55,6	9,4
	VI	ВН	C ₁	50	1,3	65	0,2	0,57	0,803	0,802	5	0,061	0,3	103	0,5	0,0
	V6	Н	B	205	10,2	2100	0,23	0,61	0,803	0,802	190	0,061	11,6	103	19,6	1,2
		ВН	C ₁	170	9,5	1619	0,23	0,61	0,803	0,802	146	0,061	8,9	103	15,0	0,9
	итого по Т- IV:		B	2295	9,5	21765					2134		341,6		219,9	35
			C ₁	904	8,5	7654					703		105,0		72	11
			B+C ₁	3199	9,2	29419					2837		446,6		292,2	45,8
			C ₂	1317	3,5	4606					444		64,6		46	7
Т-V	IV	Н	C ₁	100	6,9	690	0,24	0,66	0,661	0,944	68	0,073	5,0	109,7	7,5	0,5
		ВН	C ₁	160	6,7	1074	0,24	0,66	0,661	0,944	106	0,073	7,7	109,7	11,6	0,8
	Va	Н	C ₁	60	5,4	321	0,21	0,56	0,785	0,809	24	0,170	4,1	109,7	2,6	0,4
		ВН (скв.11)	C ₁	100	2,7	265	0,21	0,56	0,785	0,809	20	0,170	3,4	109,7	2,2	0,4
		ВН (скв.125)	C ₁	50	3,5	175	0,21	0,56	0,785	0,809	13	0,170	2,2	109,7	1,4	0,2
		Н	C ₁	18	4,4	80	0,21	0,56	0,785	0,809	6	0,170	1,0	109,7	0,7	0,1
		ВН (скв.5, 76)	C ₁	85	3,3	278	0,21	0,56	0,785	0,809	21	0,170	3,6	109,7	2,3	0,4

Продолжение таблицы 2.5.1

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т.	Коэффициент извлечения нефти, д. ед	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа млн. м3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м3
							открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
Т-V	VI	Н	C ₁	70	4,2	294	0,19	0,56	0,785	0,809	20	0,081	1,6	109,7	2,2	0,2
		ВН (скв.121)	C ₁	125	3,2	404	0,19	0,56	0,785	0,809	27	0,081	2,2	109,7	3,0	0,2
	итого по Т-V:		C ₁	768	4,7	3581					305		30,8		33,5	3
Т-VI	Va	ВН	C ₂	50	3,4	170	0,23	0,69	0,785	0,809	17	0,1273	2,2	109,7	1,9	0,2
Всего по месторождению:			В								2134		341,6		219,9	35
			C ₁								4586		526,2		324,8	37,9
			В+С ₁								6720		867,9		544,7	73,0
			C ₂								1206		137		93,0	11,3

Таблица 2.5.2 – Величина подсчетных параметров, запасов свободного газа и содержащихся в газе компонентов

Горизонт	Блок	Зона	Вид газа	Категория	Площадь газоносности, тыс. м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, Мпа		Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Начальные геологические запасы газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м ³
								пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	начальное	конечное					
Т-I	II	ГН р-н скв.37	ГШ	C ₁	30	3,2	96	0,24	0,67	10,7	0,1	1,49	1	0,936	9,7	2	0,85	1,7
		ГН р-н скв.75	ГШ	C ₁	45	2,5	111	0,24	0,67	10,7	0,1	1,49	1	0,936	9,7	3	0,85	2,6
	IV	ГВ	СГ	C ₁	115	5,1	585	0,27	0,66	10,7	0,1	1,49	1	0,936	9,7	15	0,85	12,8
	V	ГН р-н скв.5	ГШ	C ₁	17	1,2	20	0,28	0,62	10,7	0,1	1,49	1	0,936	9,7	0,5	0,85	0,4
Итого по Т-I:			СГ	C ₁	115	5,1	585									15		12,8
			ГШ	C ₁	92	2,5	227									5,5		4,7
Т-II	II	ГН р-н скв.56	ГШ	C ₁	175	1,4	240	0,19	0,61	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	4	0,85	3,4
		ГН р-н скв.37	ГШ	C ₁	40	3,2	126	0,19	0,61	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	2	0,85	1,7
	V	Г р-н скв.11	ГШ	C ₁	50	1,7	83	0,24	0,62	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	2	0,85	1,7
		ГН	ГШ	C ₁	60	1,2	69	0,24	0,62	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	1	0,85	0,9
		ГН р-н скв.5	ГШ	C ₁	12	3,1	37	0,24	0,62	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	1	0,85	0,9
Итого по Т-II:			ГШ	C ₁	325	1,6	518									10		8,6
Т-III	II	ГН р-н скв.37	ГШ	C ₁	10	1,2	12	0,25	0,72	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	0,3	0,85	0,3
		ГН р-н скв.148	ГШ	C ₂	161	0,6	88	0,21	0,74	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	2,0	0,85	1,7
	IV	ГН р-н скв.11	ГШ	C ₁	40	0,9	34	0,23	0,5	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	1	0,85	0,9
Итого по Т-III:			ГШ	C ₁	50	0,9	46									1,3		1,2
				C ₂	161	0,6	88									2		1,7
T-IV	II	ГН р-н скв.148	ГШ	C ₁	77	5,7	439	0,18	0,76	10,9	0,1	1,49	1	0,933	9,7	9,0	0,85	7,7
Итого по Т-IV:			ГШ	C ₁	77	5,7	439									9,0		7,7
Итого по месторождению:			ГШ	C ₁												25,8		22,2
				C ₂											2,0		1,7	
			СГ	C ₁												15,0		12,8
			ГШ+СГ	C ₁												40,8		35,0
				C ₂												2,0		1,7

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

Промышленная разработка участка ведется с 1995 г. На дату отчета действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения...» (ПР-2024 г.), который был выполнен на основе «Пересчета извлекаемых запасов нефти, растворенного в нефти газа, свободного газа и газа газовых шапок месторождения Кенбай (участок Котыртас Северный) Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2022 г.».

Согласно ПР-2024 г. на участке выделено 2 основных объекта:

- **I объект** – триасовые горизонты – Т, Т-I, Т-II, Т-III;
- **II объект** – триасовые горизонты Т-IV, Т-V.

В 2021г был утвержден «Анализ разработки...» в рамках которого был проведен анализ системы ППД и, в связи с низкой приемистостью нагнетательных скважин, было вынесено решение отказаться от дальнейшей реализации системы поддержания пластового давления. Также в рамках АР-2021 г. был выполнен технико-экономический анализ пробуренных скважин за последние годы, по результатам которого практически ни одна скважина за первые 5 лет не окупилась, а текущие дебиты нефти значительно ниже начальных, согласно технико-экономическому анализу принято решение об отказе от бурения, которое было согласовано ЦКРР.

В 2022 г. был составлен «Пересчет извлекаемых запасов нефти, растворенного в нефти газа, свободного газа и газа газовых шапок участка Котыртас Северный месторождения Кенбай Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022 г.». В целом по месторождению подсчитанные извлекаемые запасы нефти промышленной категории В+С₁ уменьшились на 621,7 тыс. т (-42%) и составили 852,3 тыс. т.

В 2024 г. был выполнен и утвержден «Прирост запасов нефти и газа участка Северный Котыртас месторождения Кенбай» в рамках доразведки прирост запасов осуществлен по горизонтам Т-III и Т-IV. Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории в целом по месторождению В+С₁ составили 6720/867,9 тыс. т и увеличились на 80/16 тыс. т, по категории С₂ геологические/извлекаемые запасы составили 1206/137 тыс. т и уменьшились на 70/15 тыс. т. Геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа по категории В+С₁ составили 544,7/73 млн. м³ и увеличились на 8/2 млн. м³, запасы категории С₂ составили 93/11,3 млн. м³ и уменьшились на 11/2 млн. м³.

В настоящее время месторождение разрабатывается согласно показателям рассчитанных в рамках «Проекта разработки...» 2024 г. утвержденных на 2024-2036 гг.

3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетического состояния залежей

Гидродинамические исследования на участке Котыртас Северный проводились собственными силами ЦИР и подрядной организацией ТОО «Алстрон» и при этом использовались следующие методы:

- Исследования методом установившихся отборов (МУО);
- Исследования методом неуставившихся режимов фильтрации (КВУ, КВД, КПД).

Интерпретация данных проводилась собственными силами ЦИР, организациями ТОО «Алстрон» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» при помощи специализированного программного продукта «PanSystem» и «Saphir». Исследования методами установившихся отборов и неуставившихся режимов проведены с целью определения продуктивной характеристики скважин, фильтрационных способностей пластов, пластового давления и характера притока в скважину.

С начала разработки участка было проведено 115 исследований, с «Проекта разработки...» 2024 г. было проведено 9 исследований, из них 3 исследования КВД, 2 исследования КПД, и 4 исследования МУО. Распределение проведенных гидродинамических исследований по видам и объектам с начала реализации проектного документа и за анализируемый период приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Количество проведенных ГДИС на дату отчета и проектирования

За весь период разработки						
Объект	Всего	Вид исследований				
		КВД	КВУ	МУО	КВУ, КПУ	КПД
I	52	2	36	7	7	
II	49	4	26	10	8	1
I+II	10		8	1		1
Юра	4					4
Всего	115	6	70	18	15	6
За отчетный период						
Объект	Всего	Вид исследований				
		КВД	КВУ	МУО	КВУ, КПУ	КПД
I	4	1		3		
II	3	2		1		
Юра	2					2
Всего	9	3	0	4	0	2

По I объекту за последние 3 года было проведено 3 исследования МУО и 1 исследование КВД, по II объекту 3 исследования, из них 1 – МУО и 2 – КВД.

Исследования проведенные на скважинах работающих совместно, в таблице результатов исследований при усреднении не учитывались, также результаты недостоверных и отбракованных исследований не были включены в усреднения. Результаты всех исследований по объектам приведены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин

Наименование	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	14	24	0,17-16,58	3,5
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	8	10	0,94-51,7	17,8
Пьезопроводность, м²/с	9	11	0,0002-0,06	0,011
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	12	18	0,15-170,13	27,1
Скин-фактор	11	14	-5,3-3,13	-2,6
II объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	23	31	0,64-14,91	4,0
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	19	19	8,24-251	46,4
Пьезопроводность, м²/с	21	23	0,0002-0,03	0,007
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	23	31	1,4-117,5	16,5
Скин-фактор	22	26	-4,9-14,7	-0,5

Следует отметить, что в большинстве исследований до 2016г определения фильтрационных параметров отсутствуют. Ниже приводится анализ результатов гидродинамических исследований по объектам.

I объект (Т, Т-I, Т-II, Т-III)

На данном объекте работают 17 добывающих скважин. За последние 3 года было проведено 3 исследования МУО и 1 исследование КВД по 4 скважинам (№№ 10, 103, 124, 136).

По скважине №10 проведено исследования КВД в 2025г. В скважине опущен манометр «САМТ» специальным контейнером до 1110м. Режим работы скважины №10 (в интервале 147 часов), производился до остановки скважины. Затем скважины были остановлены на исследование КВД. После завершения исследовательских работ манометр был извлечен из скважин, а записанные внутри данные были введены на электронный носитель. Динамика изменение забойного давления показан на рисунке 3.1.1.

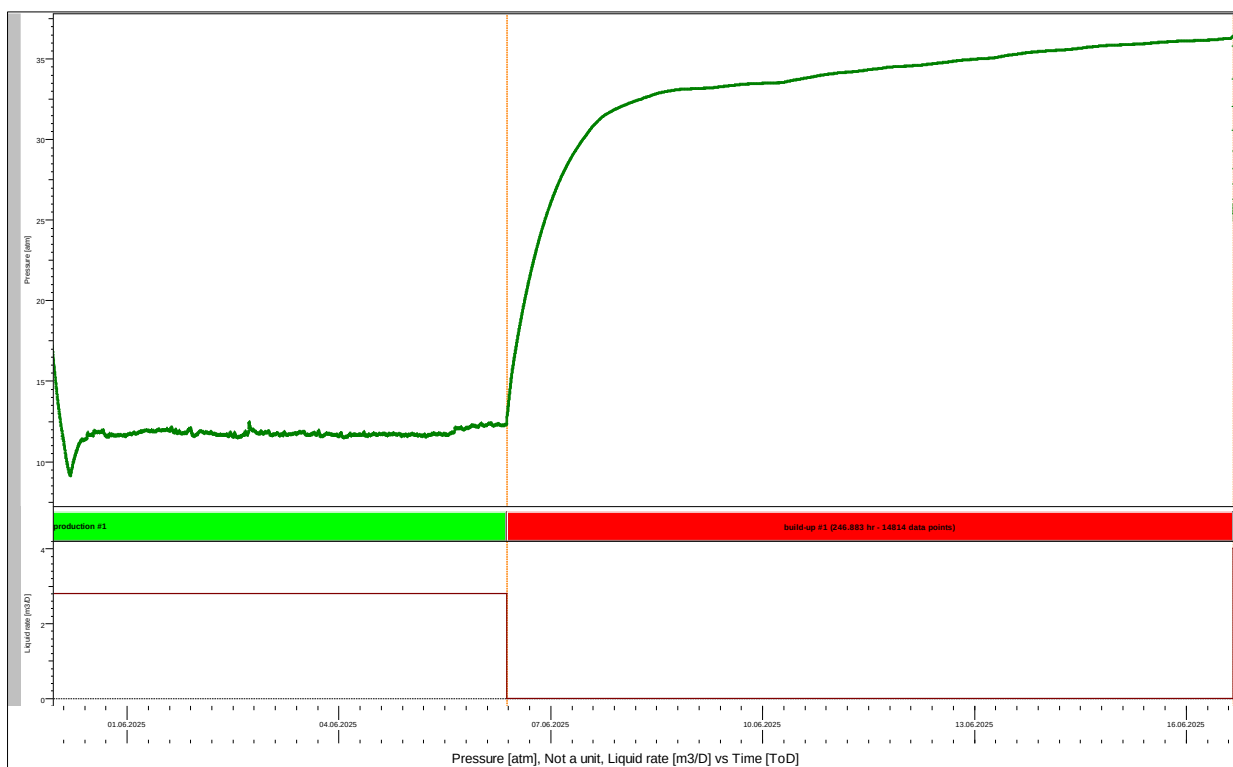


Рис. 3.1.1 – Динамика изменение забойного давления скважины №10

Аналитическая работа осуществлялась специализированной программой «Saphir». Дебиты скважины перед остановкой на исследование равен 2,8 м³/сутки.

Фактическим средством определения радиального потока является производная давления (рис.3.1.2). На полулогарифмическом графике (рис.3.1.3) можно определить гидродинамические параметры пласта по касательной, проведенной к радиальному потоку.

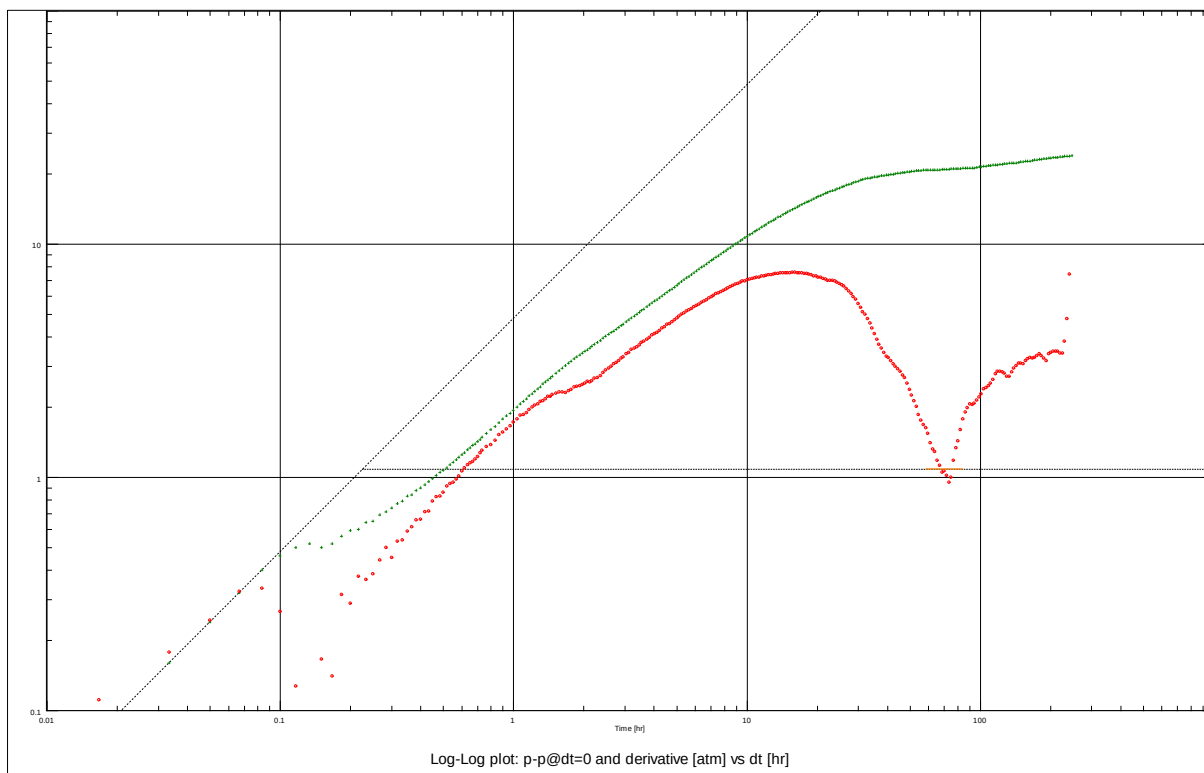


Рис. 3.1.2 – Диагностический график. Производная давления скважины №10

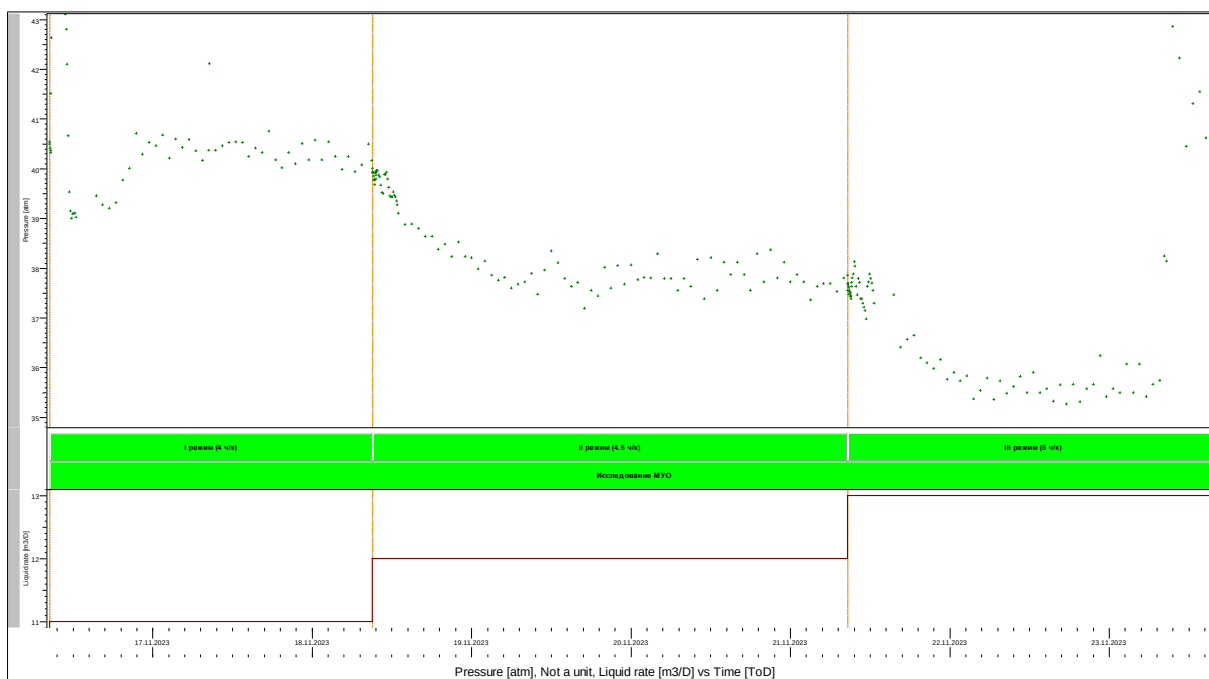


Рис. 3.1.4 – Динамика изменение забойного давления скважины №103

После получения исходных данных в программе «БД СИАМ» была разработана коррекция маркеров (регулировка маркерного уровня). Все расчеты приведены на глубину середины интервала перфорации (СИП).

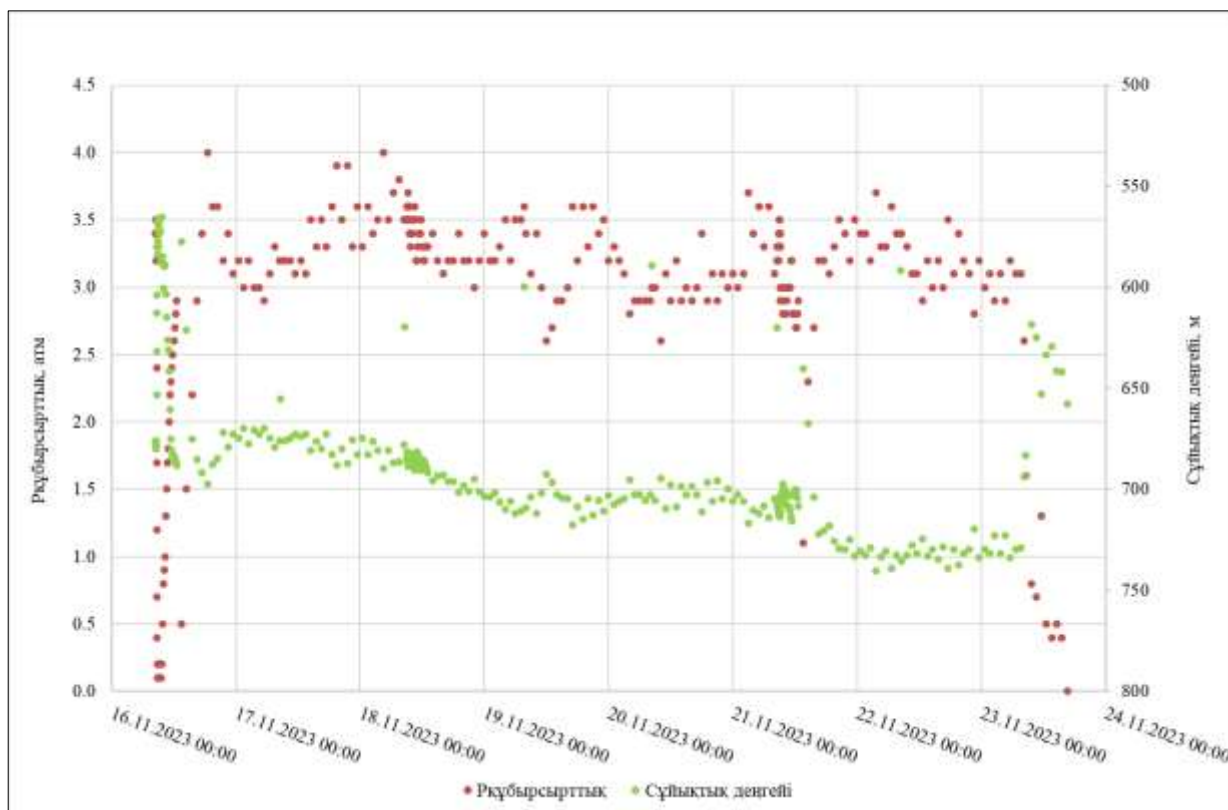


Рис. 3.1.5 – Динамика изменения динамического уровня и затрубного давления скважины №103

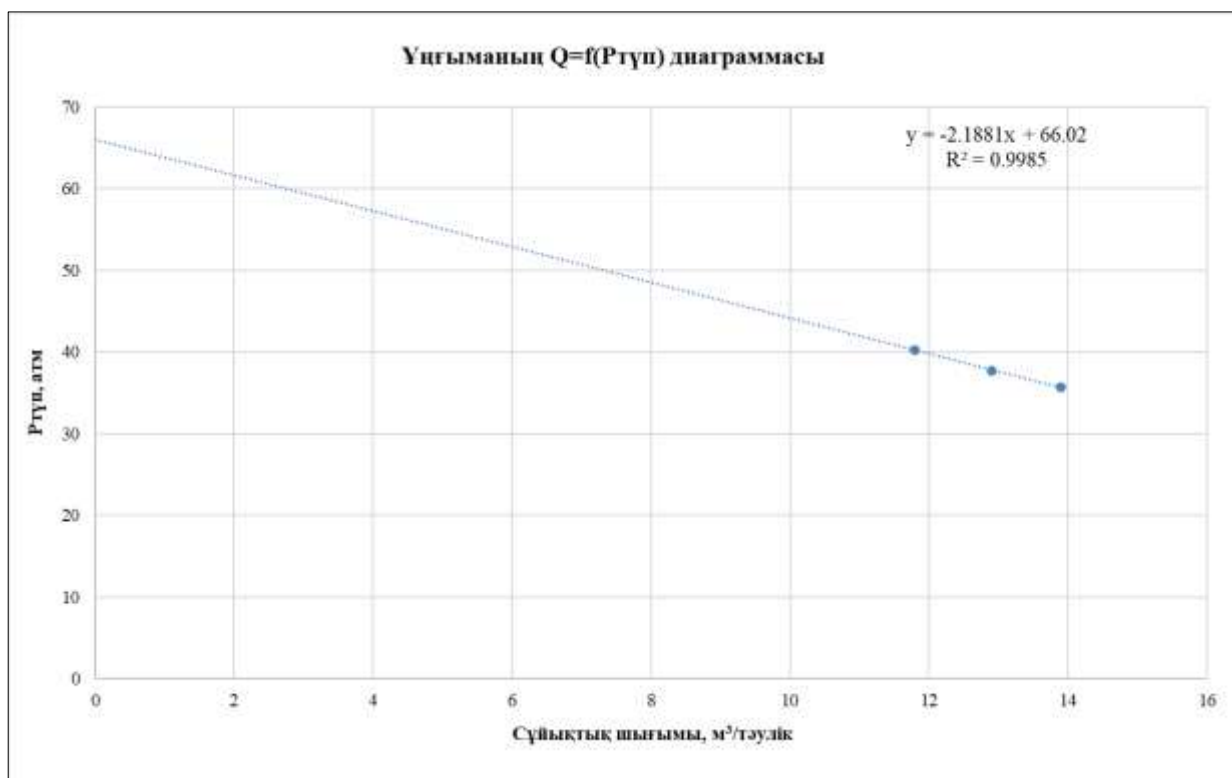


Рис. 3.1.6 – Зависимость Рзаб-Qжид

Построена зависимость Рзаб-Qжид и произведена интерполяция данной прямой с целью определения пластового давления (рис.3.1.6). Следует отметить, что 1-режим забойное давление выше давления насыщения, которое составляет 37,27 атм, 2-режим на уровне, а 3 режим ниже давления насыщения, но снижение коэффициента продуктивности по жидкости и дебита нефти не наблюдается, что свидетельствует об устойчивом режиме фильтрации.

В результате работы скважины и исследовательской работы можно сделать следующие выводы:

- Рпл (на глубине 1103.75 м) равна 66,02 атм;
- Средний Кпрод по жидкости 0,46 м³ / (сут*атм);
- Достоверность результатов исследования «хорошая».

Коэффициент продуктивности по данному объекту изменяется от 0,17 м³/(сут*МПа) (скв. №140) до 16,6 м³/(сут*МПа) (скв. № 136), среднее значение составляет 3,5 м³/(сут*МПа). Проницаемость изменяется в пределах 0,15-170,1 *10⁻³ мкм², среднее значение 27,1*10⁻³ мкм². Коллектор I объекта в целом оценивается как низкопроницаемый.

II объект (Т-IV, Т-V)

На данном объекте работают 20 добывающих скважин. За последние 3 года на данном объекте были проведены 2 исследований КВД и 1 режимных исследования (МУО) по 3 скважинам (№№ 68, 78, 109).

По скважине №78 проведено исследования МУО в 2023г. Для проведения исследовательских работ в скважину установлено уровнемерное устройство «СУДОС-ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА КОТЫРТАС СЕВЕРНЫЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБАЙ

автомат 2». Время исследования составило 143,4 часа. В ходе исследования поочередно применялись 3 различных режима, число качания изменялось с 3,5 в минуту (I режим) на 4,0 (II режим), а затем на 4,5 (III режим). Кроме того, в ходе каждого режима были отобраны соответствующие поверхностные пробы и отправлены в лабораторию с целью определения обводненности.

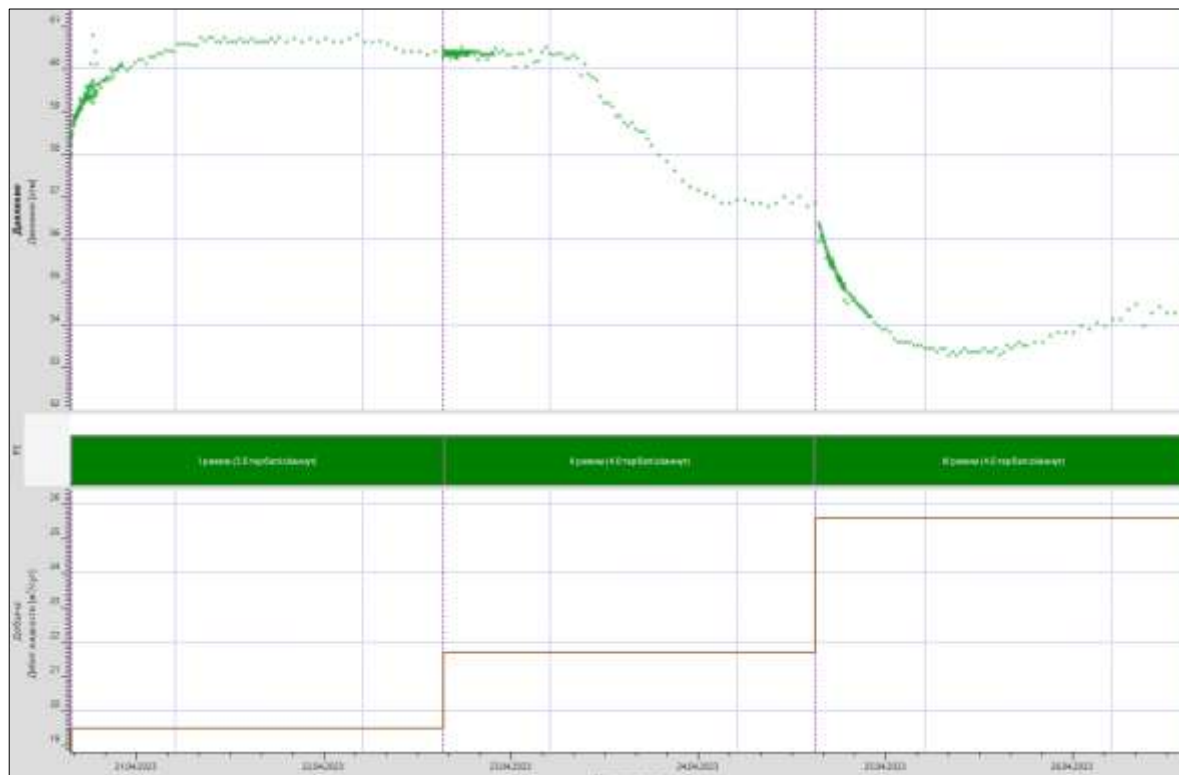


Рис. 3.1.7 – Динамика изменение забойного давления скважины №78

После получения исходных данных в программе «БД СИАМ» была разработана коррекция маркеров (регулировка маркерного уровня). Все расчеты приведены на глубину середины интервала перфорации (СИП).

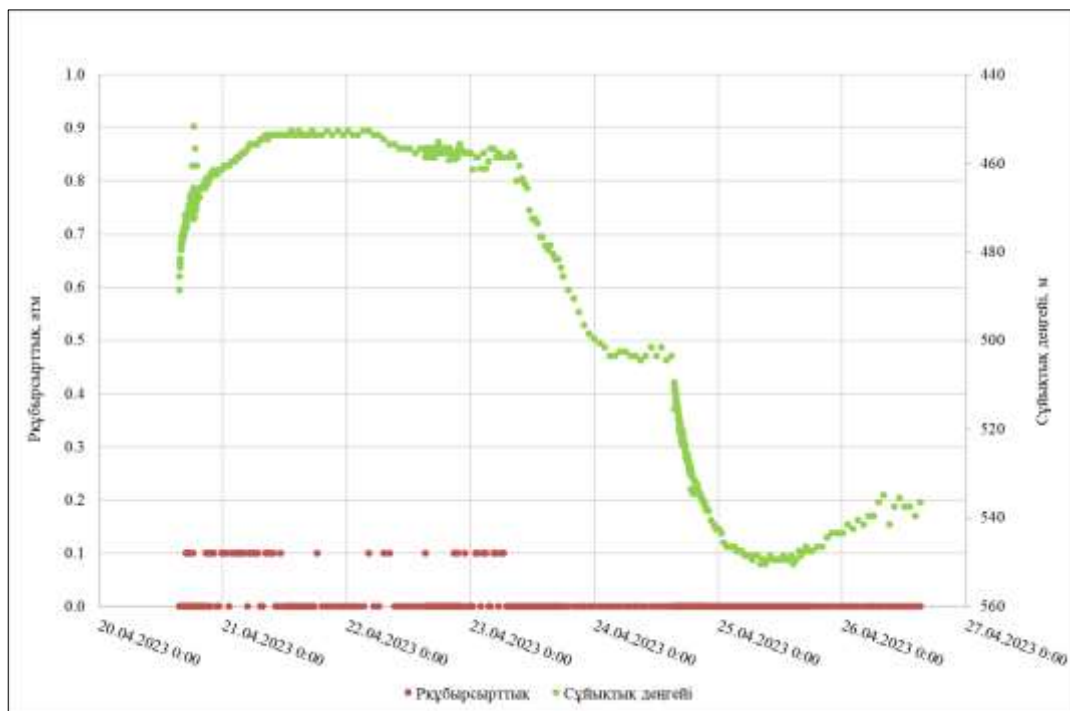


Рис. 3.1.8 – Динамика изменения динамического уровня и затрубного давления скважины №78

Скважина работает ниже давление насыщения, вследствие для анализа результатов исследования применялась методика Вогеля (рис 3.1.9). Согласно исследованию, интерполированное давление пласта равно 80,6 атм.

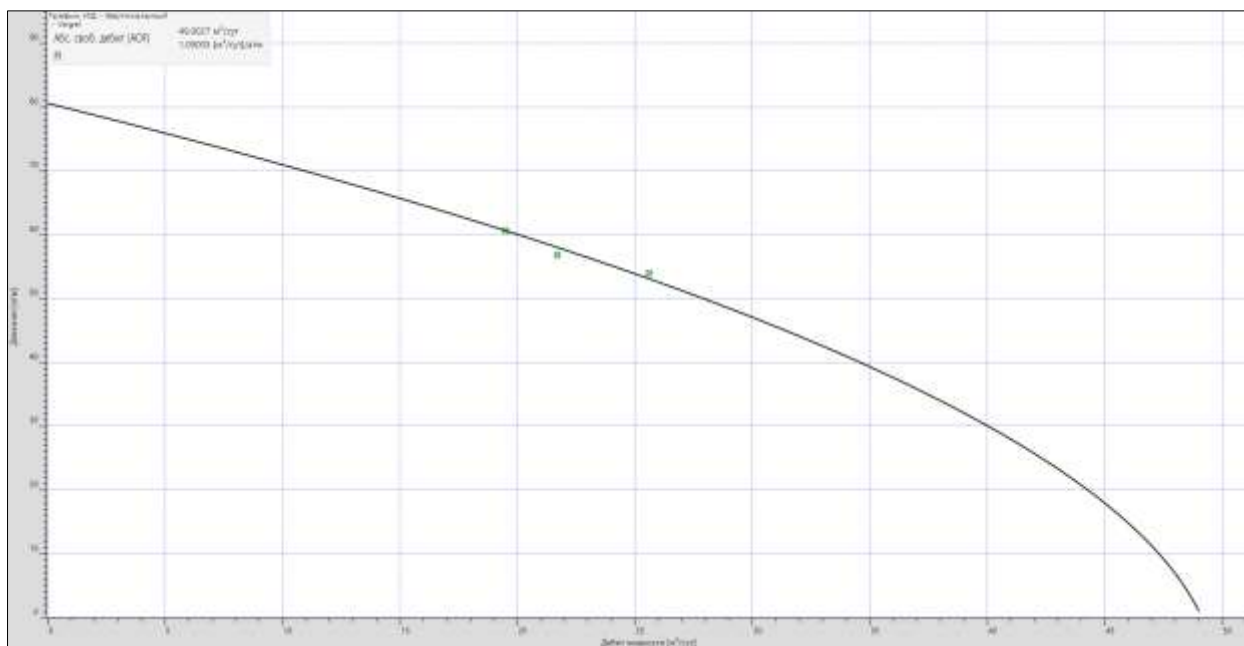


Рис. 3.1.9 – Определение пластового давления и продуктивности с помощью кривой Вогеля

В результате работы скважины и исследовательской работы можно сделать следующие выводы:

- Рпл (на глубине 1248 м) равна 80,6 атм;
- Средний Кпрод по жидкости 1,09 м³ / (сут*атм);
- Достоверность результатов исследования «хорошая».

Также проведены 2 достоверные исследования КВД в 2023г по скважине №68 и в 2025г по скважине №109.

По скважине №109 проведено исследования КВД в 2025г. В скважине опущен манометр «САМТ» специальным контейнером до 1172м. Режим работы скважины №109 (в интервале 20 часов), производился до остановки скважины. Затем скважины были остановлены на исследование КВД. После завершения исследовательских работ манометр был извлечен из скважин, а записанные внутри данные были введены на электронный носитель. Динамика изменение забойного давления показан на рисунке 3.1.10.

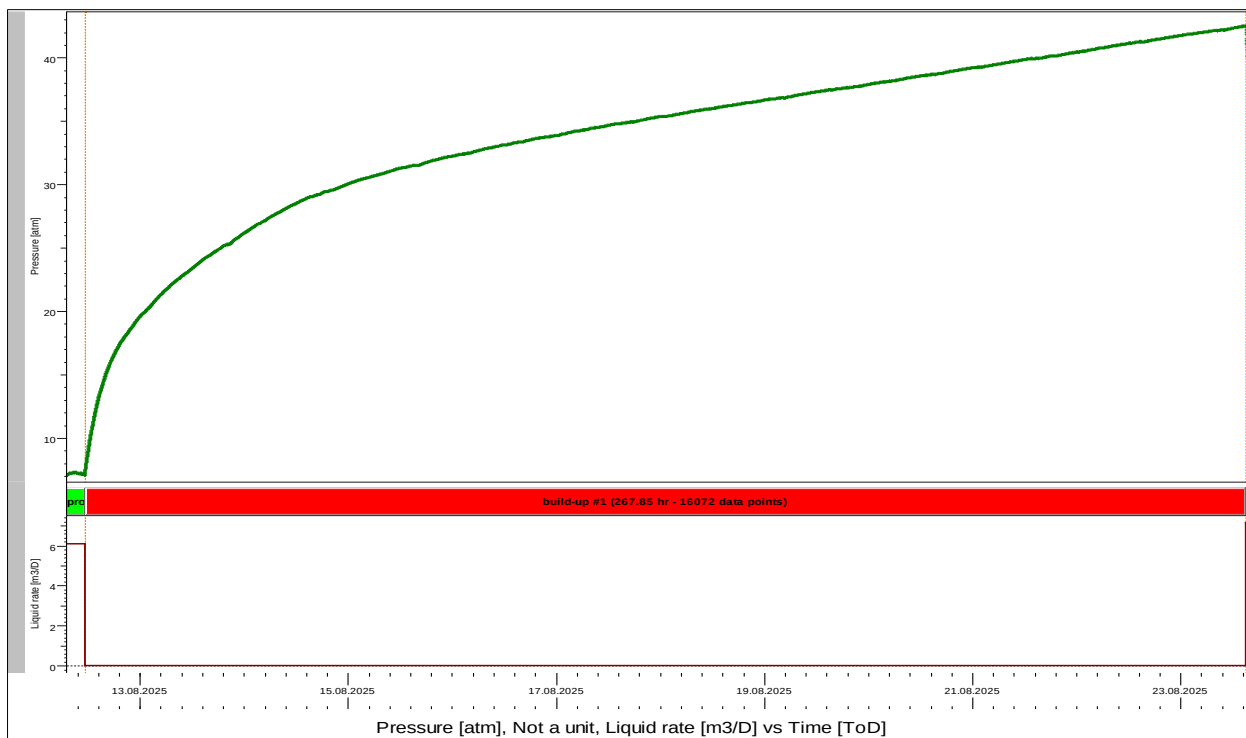


Рис. 3.1.10 – Динамика изменение забойного давления скважины №109

Аналитическая работа осуществлялась специализированной программой «Saphir». Дебиты скважины перед остановкой на исследование равен 6,8 м³/сутки.

Фактическим средством определения радиального потока является производная давления (рис.3.1.11). На полулогарифмическом графике (рис.3.1.12) можно определить гидродинамические параметры пласта по касательной, проведенной к радиальному потоку.

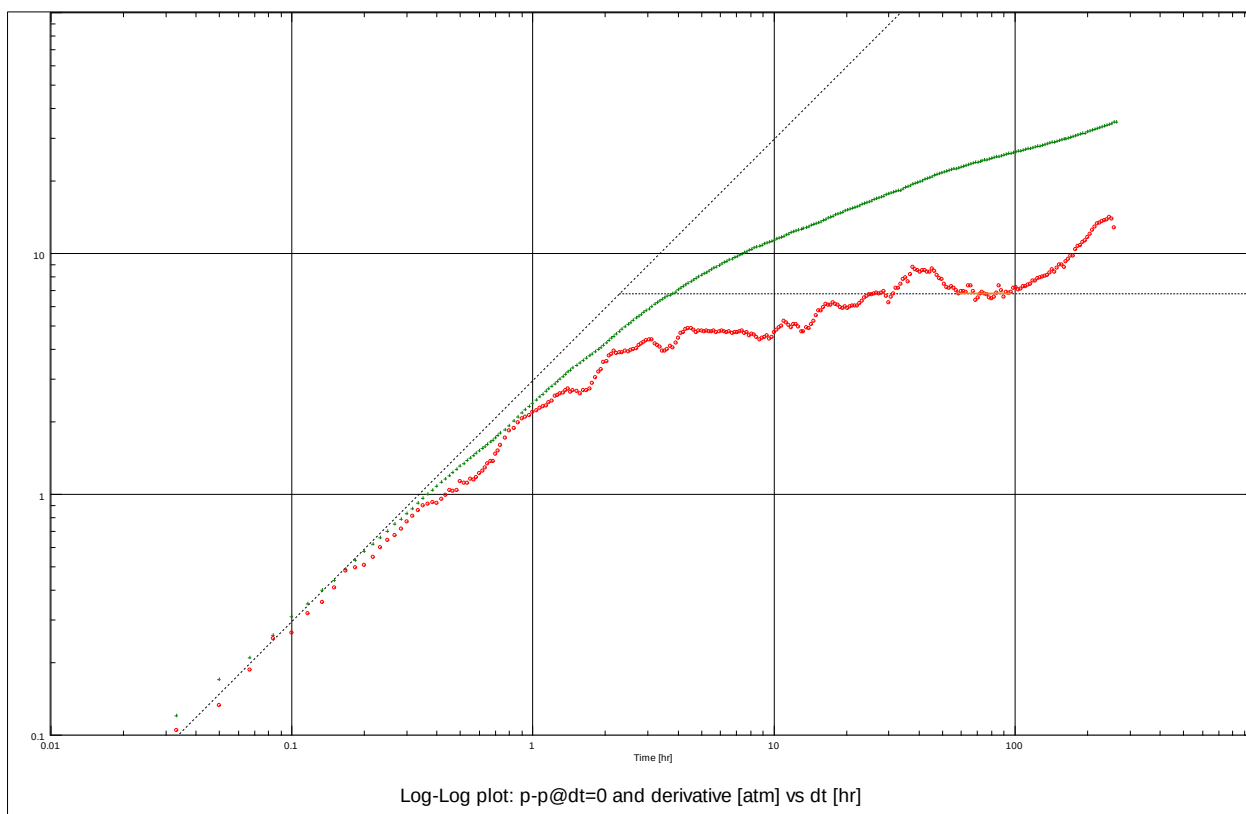


Рис. 3.1.11 – Диагностический график. Производная давления скважины №109

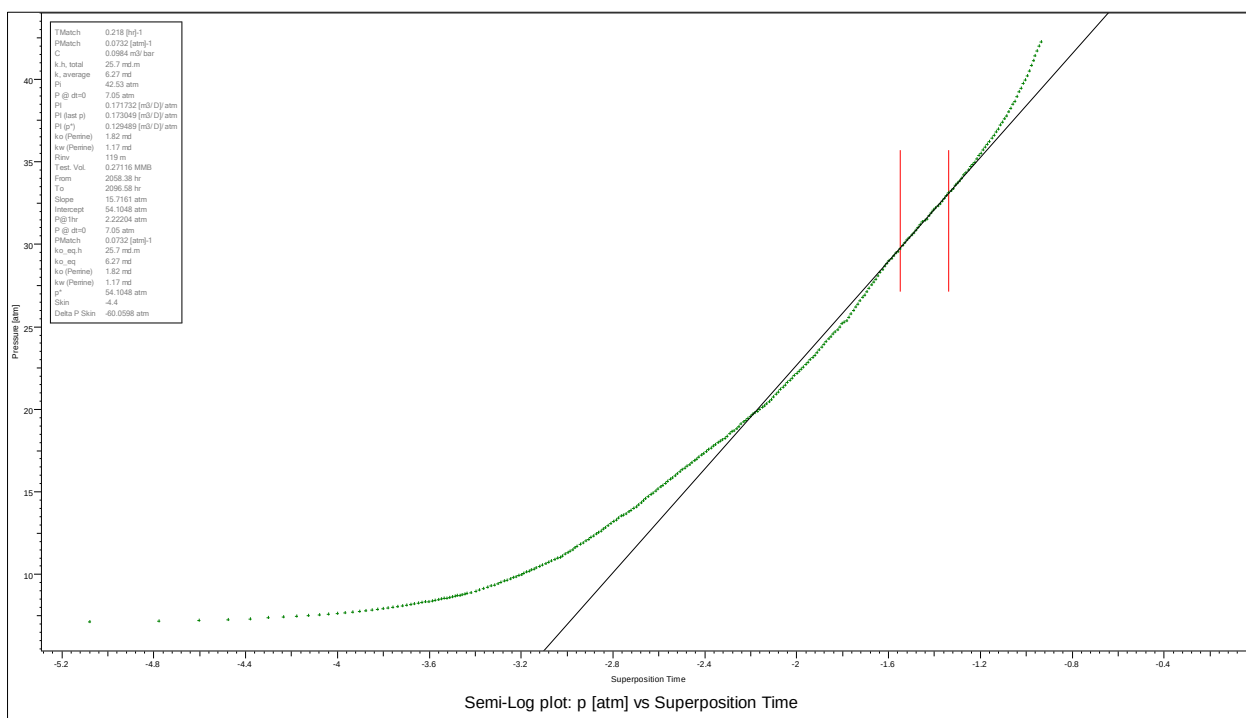


Рис. 3.1.12 – Полулогарифмический график. Проведенный косвенный скважины №109

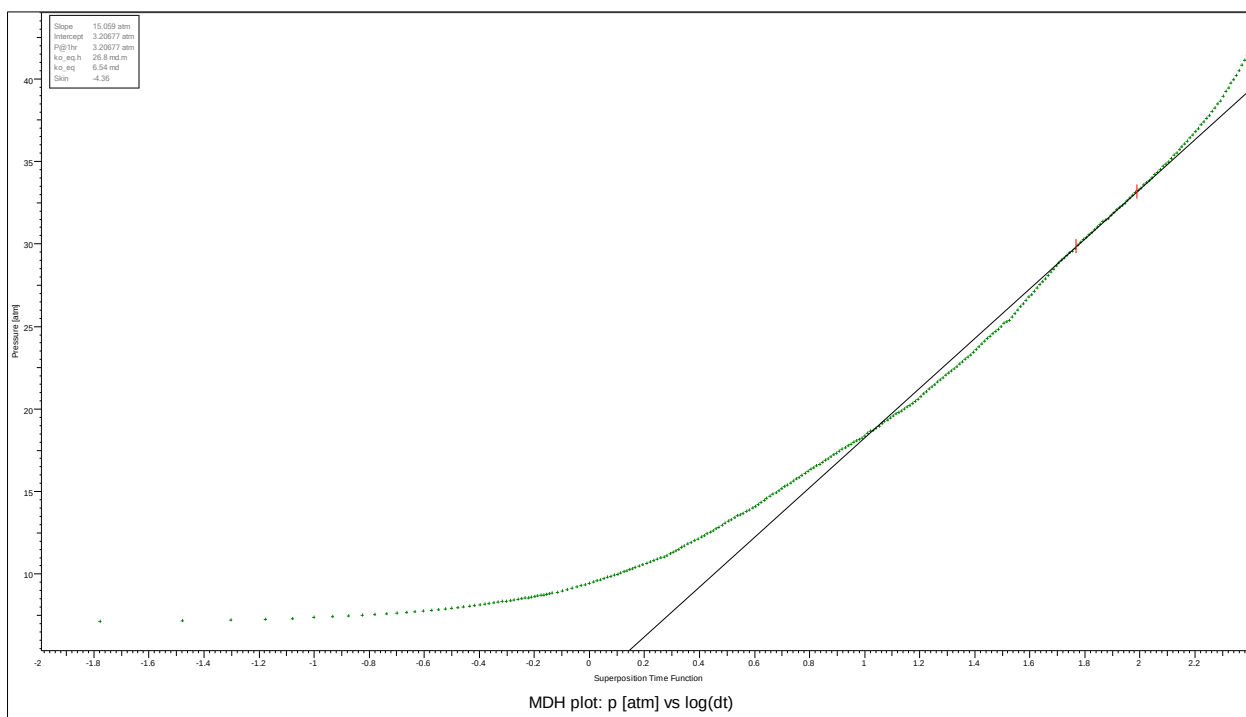


Рис. 3.1.13 – График Миллер-Дэйс-Хатчинсона (МДХ) скважины №109

Определение пластового давления (Рпл) выполнялось методом Хорнера. Рпл по скважине №109 (на глубине СИП 1204 м) равен 57,4 атм. С помощью метода Миллера-Дэйса-Хатчинсона (МДХ) (проверка результата скина и проницаемости). Скин-фактор по скважине равен -4,4. Такое значение Скин-фактора указывает на то, что призабойная зона скважины чистая. Проницаемость по скважине №109 – 6,27 мД.

Коэффициент продуктивности по данному объекту изменяется от 0,64 м³/(сут*МПа) (скв. №93) до 14,9 м³/(сут*МПа) (скв. № 121), среднее значение составляет 4,0 м³/(сут*МПа). Проницаемость изменяется в пределах 1,4-117,5 *10⁻³ мкм², среднее значение 16,5*10⁻³ мкм². Коллектор II объекта в целом оценивается как низкопроницаемый.

Следует обратить внимание на то, что исследования на неустановившихся режимах фильтрации нацелены на получение таких фильтрационных параметров как пьезопроводность, гидропроводность и проницаемость пласта, тогда как исследования МУО проводятся с целью определения фактической и потенциальной продуктивности скважин. Расчетные значения параметров пласта могут отличаться по результатам двух видов этих исследований по одной и той же скважине, в зависимости от времени работы скважины перед остановкой и продолжительности закрытия на восстановление давления, а также от времени работы на различных режимах.

Характеристика энергетического состояния залежей

На участке Котыртас Северный за период 01.01.2020-01.01.2026 гг. в целях контроля за разработкой и определения характеристики энергетического состояния залежей были проведены следующие виды замеров:

- Сложные гидродинамические исследования (ГДИС) на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации – 3 исследования КВУ по 3 скважинам, 4 исследования КВД по 4 скважинам и 5 исследований МУО по 4 скважинам;
- По I объекту было проведено 155 замера статических уровней по 13 скважинам и 2361 замеров динамических уровней по 14 скважинам;
- По II объекту было проведено 283 замеров статических уровней по 16 скважинам и 3159 замеров динамических уровней по 20 скважинам.

Так как подавляющее большинство значений давлений были получены расчетным путем при использовании статических и динамических уровней жидкости, то учитывая определенные погрешности, результаты следует считать оценочными и лишь для обобщенного анализа.

Ниже проводится анализ результатов определения пластовых и забойных давлений по блокам объектов.

Таблица 3.1.3 – Распределение начального и текущего пластового давления по объектам

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Снижение пластового давления от начального, МПа	Отбор от НИЗ, %	Текущее забойное давление, МПа	Давление насыщения, МПа
I	10,8	7,8	3,0	75,1	4,0	3,8
II	12,0	7,8	4,2	91,1	3,1	5,6

I объект

Начальные пластовые давления по горизонтам замерялись при опробовании разведочных скважин в 1987-89 гг. Средние значения по горизонтам составили: Т-II - 10,1 МПа, Т-III - 11,5 МПа.

Объект разрабатывается 17 скважинами. По объекту текущее пластовое давление составляет 7,8 МПа в среднем. Давление насыщения по объекту составляет 3,8 МПа. Текущее забойное давление составляет 4,0 МПа. На текущий момент, из-за отсутствия достаточного количества замеров статический уровней, определить корректное энергетическое состояние залежи объекта не представляется возможным, в связи с чем для построения карт изобар были использованы все имеющиеся последние замеры по скважинам. На рисунке 3.3.14 показана динамика пластового и забойного давления по I объекту.

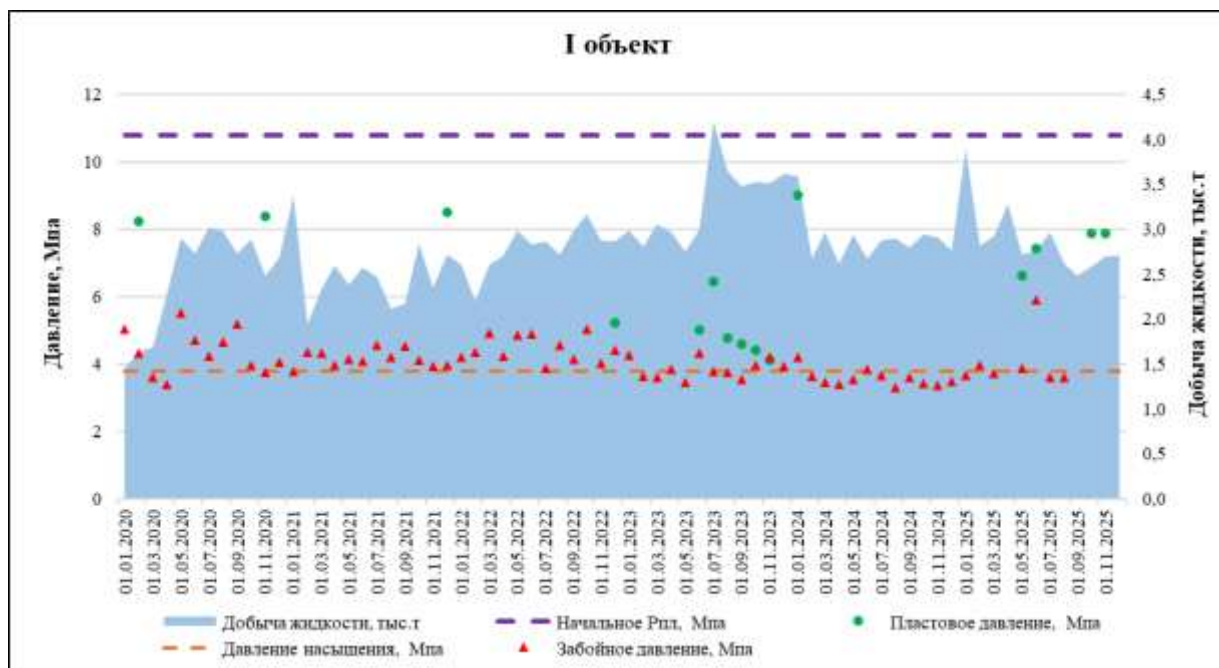


Рис. 3.1.14 – Динамика пластового и забойного давлений по I объекту

Согласно фактическим коэффициентам эксплуатации, фонд скважин работал практически непрерывно, что существенно ограничивало возможности проведения замеров в остановленном состоянии. Следует учитывать, что для замера статического уровня скважины останавливались в среднем на 8 суток, в то время как, согласно результатам анализа КВД, для полного восстановления пластового давления требуется в среднем 14 суток

Таблица 3.1.4 – Коэффициент эксплуатации скважин I объекта

№скв	2021	2022	2023	2024	2025
10	0,99	1,00	0,55	0,96	0,86
38	1,00	1,00	0,98	0,99	0,99
60	0,99	1,00	1,00	0,98	1,00
64	1,00	1,00	0,96	0,96	0,99
67	1,00	0,79	0,88	1,00	0,93
74	0,99	1,00	1,00	0,97	0,96
76	0,93	1,00	0,98	1,00	1,00
95	0,98	1,00	0,95	1,00	1,00
103	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
110	0,21	0,24	0,20	0,21	0,20
123	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
124	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00
127	1,00	1,00	1,00	0,97	0,92
132	0,99	0,87	1,00	1,00	1,00
135	0,96	0,94	0,90	0,95	1,00
136	0,99	0,98	1,00	0,96	1,00
140	1,00	1,00	0,98	1,00	0,89

II объект

Начальные пластовые давления по горизонтам замерялись при опробовании разведочных скважин в 1987-89гг. Средние значения по горизонтам составили: Т-IV – 11,7 МПа; Т-V – 12,3 МПа, тем самым составив 12,0 МПа по объекту. По объекту текущее пластовое давление составляет 7,8 МПа. Текущее забойное давление было определено по

всем скважинам добывающего фонда и составило 3,1 МПа, при давлении насыщения в среднем 5,6 МПа. На рисунке 3.3.15 показана динамика пластового и забойного давления по II объекту.

Замеры статического уровня выполнены не по всему фонду в связи с высоким коэффициентом эксплуатации скважин (отсутствием длительных остановок). В дальнейшем рекомендуется провести комплекс работ по определению истинного энергетического состояния залежи с соблюдением регламентированной продолжительности и периодичности замеров. По имеющимся данным была построена карта изобар, однако, учитывая вышеприведенный анализ, она носит оценочный характер

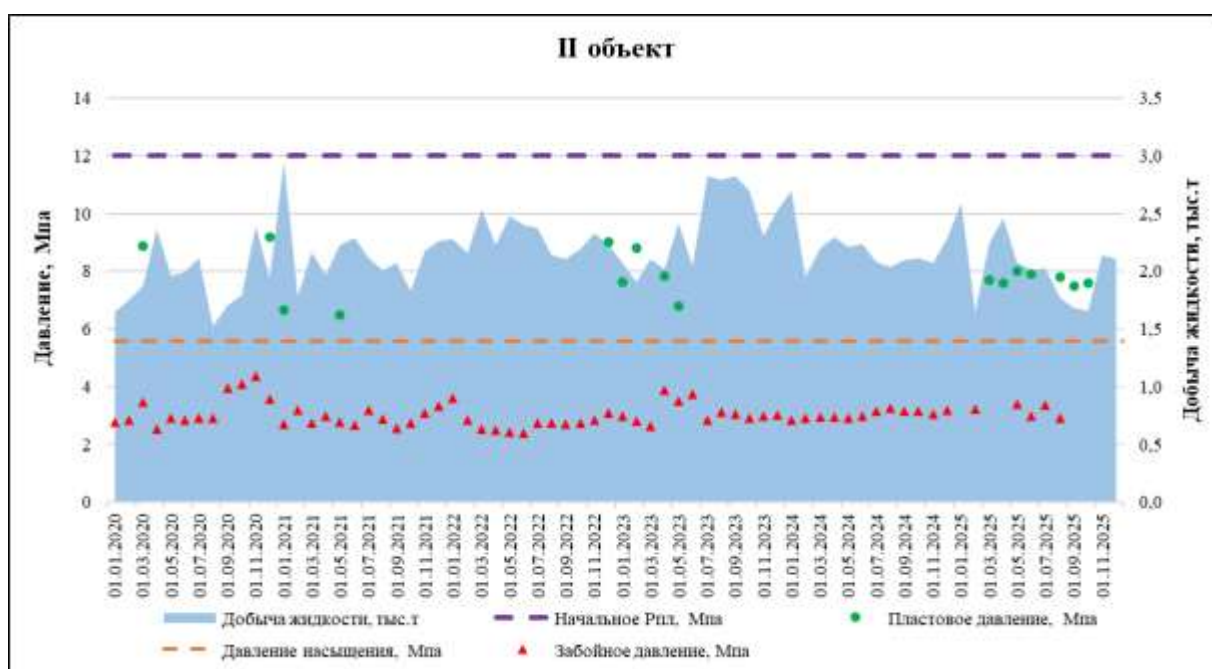


Рис. 3.1.15 – Динамика пластового и забойного давлений по II объекту

Таблица 3.1.5 – Коэффициент эксплуатации скважин II объекта

№скв	2021	2022	2023	2024	2025
63	0,97	1,00	1,00	0,97	1,00
64	1,00	1,00	0,96	0,96	0,99
68	1,00	1,00	0,84	0,97	0,81
71	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00
75	0,93	0,99	1,00	0,98	0,95
78	1,00	0,98	0,98	1,00	1,00
79	0,89	1,00	1,00	0,96	0,92
93	1,00	1,00	1,00	0,97	0,85
97	0,86	0,95	0,92	1,00	0,51
104	1,00	1,00	1,00	0,98	0,82
109	0,96	1,00	1,00	1,00	0,85
121	0,95	1,00	0,90	1,00	0,93
123	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
125	1,00	0,98	1,00	0,99	0,99
126	0,96	0,94	0,98	1,00	0,99
127	1,00	1,00	1,00	0,97	0,92
129	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00
130	1,00	1,00	0,88	1,00	1,00
134	0,25	0,28	0,25	0,25	0,23
137	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00

В целом по участку

Исходя из проведенного анализа, можно сделать следующие выводы и рекомендации:

Скважины эксплуатируются с забойным давлением ниже давления насыщения. Однако, судя по результатам исследований МУО, снижения коэффициента продуктивности по жидкости и дебита нефти не наблюдается, что свидетельствует об устойчивом режиме фильтрации

По всем эксплуатационным объектам определение пластового давления, в основном, проводилось расчетным путем с использованием статических уровней, что приводит к погрешностям расчетов при закрытии скважины на непродолжительный срок.

В итоге, полученные результаты значений давлений по объектам имеют лишь оценочный характер.

I объект длительное время разрабатывался на естественном режиме. В частности, по основному блоку II, где продуктивные коллектора ограничены с трех сторон сбросами, наблюдается упруго-замкнутый режим, что отражается на длительности восстановления уровня жидкости и приводит к периодичной работе скважин в связи со слабой пластовой энергией. Рекомендуется проводить на скважинах оба вида замеров, для более точного определения энергетического состояния. И увеличить количество статических замеров.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

По состоянию на 01.01.2026 общий пробуренный фонд составляет 101 ед. скважин, в том числе в действующем эксплуатационном фонде находятся 34 скважины, все скважины эксплуатируются механизированным способом при помощи ШГН. В консервации по различным причинам находятся 4 скважины. В водозаборном фонде 11 скв., в поглощающем фонде 9 скв., в фонде контрольных скважин 4 ед., в ликвидированном фонде находятся 39 скважин из которых 31 были ликвидированы по геологическим причинам и 8 по техническим причинам.

Характеристика фонда скважин и их распределение по объектам разработки на дату проектирования представлены в таблице 3.2.1.

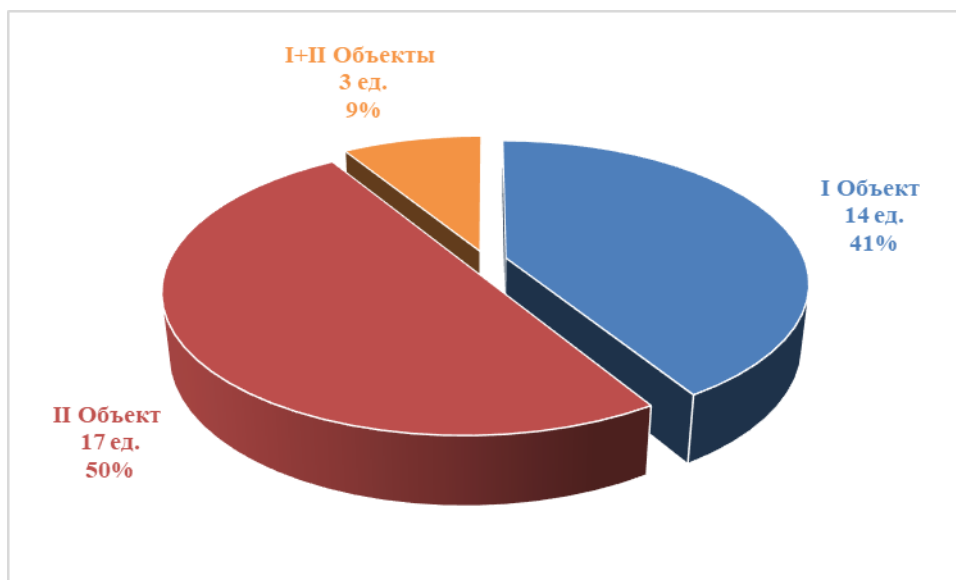


Рис. 3.2.1 – Распределение фонда добывающих скважин по объектам участка

I объект

На дату составления отчета в добывающем фонде I объекта находятся 17 добывающих скважин, из которых 3 (№№ 64, 123, 127) эксплуатируются совместно на II объекте (№ 64 с 1996г, № 123 с 2020г, № 127 с 2011г).

II объект

На дату составления отчета в добывающем фонде II объекта находятся 20 добывающих скважин, из которых 3 скважины (№№ 64, 123, 127) работают совместно на I объекте разработки.

В консервации находятся 4 скважины (№№ 5, 11, 56, 148).

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026

Фонд	Категория	Объекты			Всего
		I	II	I+II	
		T, T-I, T-II, T-III	T-IV, T-V		
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих	10, 38, 60, 67, 74, 76, 95, 103, 110, 124, 132, 135, 136, 140	63, 68, 71, 75, 78, 79, 93, 97, 104, 109, 121, 125, 126, 129, 130, 134, 137	64,123	33
	в простое	-	-	127	1
	Всего	14	17	3	34
Фонд поглощающих скважин	в т.ч. действующих	7, 66, 72, 96, 98, 101, 107, 112, 122			9
	Всего	9			
Фонд в консервации	добывающих	5, 11, 56, 148			4
	Всего	4			
Фонд водозаборных скважин	в т.ч. действующих	1п, 2п, 3п, 6п, 8п, 8рэ, 9п, 9рэ			8
	в бездействии	5п, 7п, 10п			3
	Всего	11			
Фонд контрольных скважин	в т.ч. действующих	4п, 5г, 94, 139			4
	Всего	4			
Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам	1, 2, 3, 9, 13, 14, 15, 17, 19, 20, 21, 24, 25, 26, 29, 34, 36, 37, 40, 42, 65, 73, 100, 11рэ, 1-В, 2-В, 3-В, 3-Г, 4-В, 4-Г, 6-В			31
	по техническим причинам	22, 23, 70, 99, 10-ц, 12-нрэ, 18-врэ, 7-рэ			8
	Всего	39			
Итого пробуренный фонд		101			

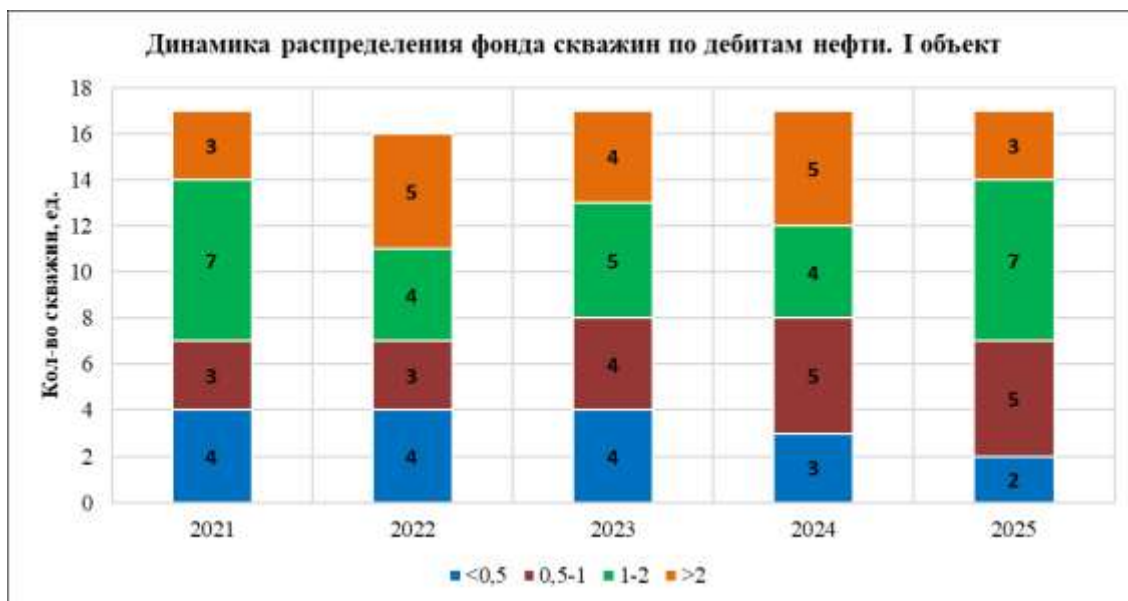


Рис. 3.2.2 – Динамика распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти. I объект



Рис. 3.2.3 – Динамика распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти. II объект



Рис. 3.2.4 – Динамика распределения действующего фонда скважин по среднегодовой обводненности. I объект

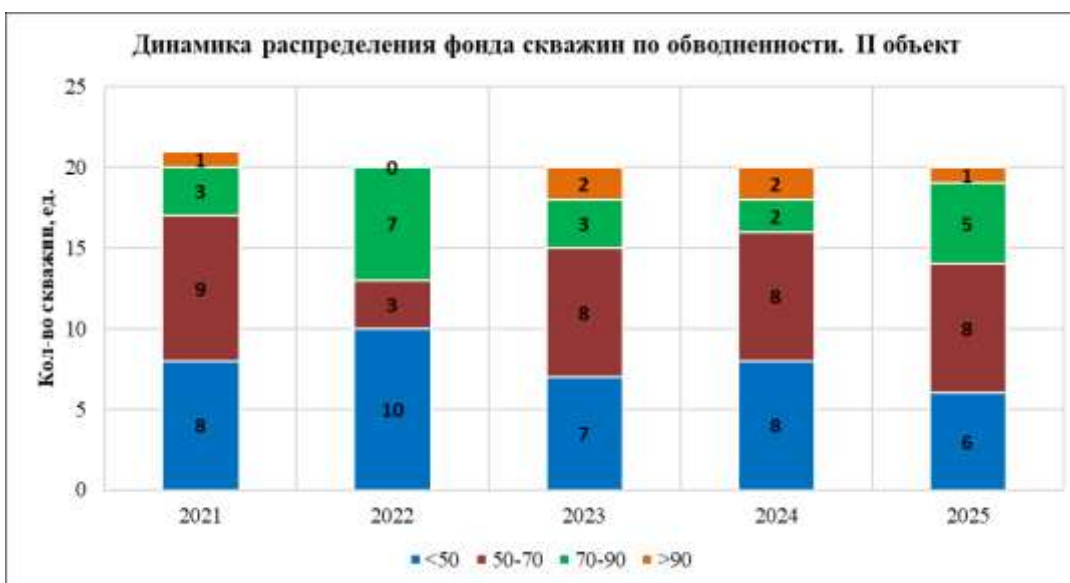


Рис. 3.2.5 – Динамика распределения действующего фонда скважин по среднегодовой обводненности. II объект

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Данный раздел составлен на основе фактических промысловых материалов. Ниже приведены технологические показатели разработки по эксплуатационным объектам и в целом по участку за период 01.01.2024 – 01.01.2026.

Динамика технологических показателей разработки по объектам и в целом по участку приведена в таблицах 3.2.2 - 3.2.5 и на рисунках 3.2.7 - 3.2.10.

На дату отчета на участке в разработке находятся 2 эксплуатационных объекта. Основной объем добытой нефти приходится на долю II объекта и составляет 60%, доля I объекта составляет 40%. На рисунке 3.2.6 приведено распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки на 01.01.2026.

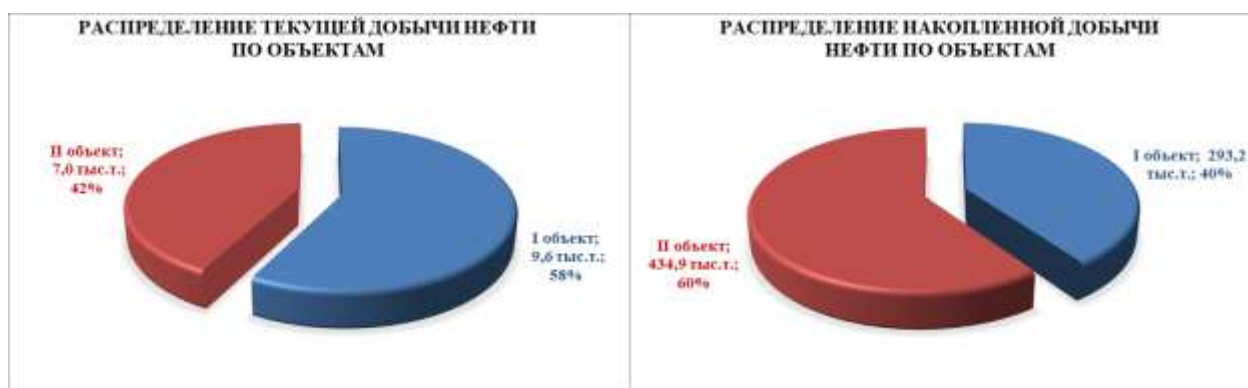


Рис. 3.2.6 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки

Ниже приводится краткая характеристика состояния разработки объектов по основным технологическим показателям.

I объект

В I эксплуатационный объект объединены газонефтяные горизонты Т, Т-I, Т-II и Т-III. Объект начал разрабатываться с 1995 г. вводом в эксплуатацию 10 (№№ 1, 5, 7, 10, 19, 20, 23, 25, 37, 38) добывающих скважин. С начала разработки по объекту добыто 293,2 тыс. т нефти, 597,3 тыс. т жидкости и 26,393 млн.м³ газа. Текущий КИН равен 0,082 доли ед., отбор от НИЗ – 75,1%.

В 2024 г. Добыча нефти составила 9,4 тыс. т., добыча жидкости равна 34,7 тыс.т. Дебит нефти составил 1,6 т/сут при обводненности 72,9%. Фонд скважин составил 17 ед. Накопленная добыча нефти составила 283,6 тыс. т., жидкость в свою очередь равна 562,8 тыс.т.

По итогам 2025 года объем извлечения нефти достиг 9,6 тыс. т. Среднесуточный дебит составил 1,7 т/сут при уровне обводненности продукции 72,2%. За весь период разработки накопленная добыча жидкости и нефти составила 597,3 тыс. т и 293,2 тыс. т соответственно. Текущее значение коэффициента извлечения нефти зафиксировано на

отметке 0,082 доли ед., а коэффициент эксплуатации фонда добывающих скважин составил 0,92 доли ед.

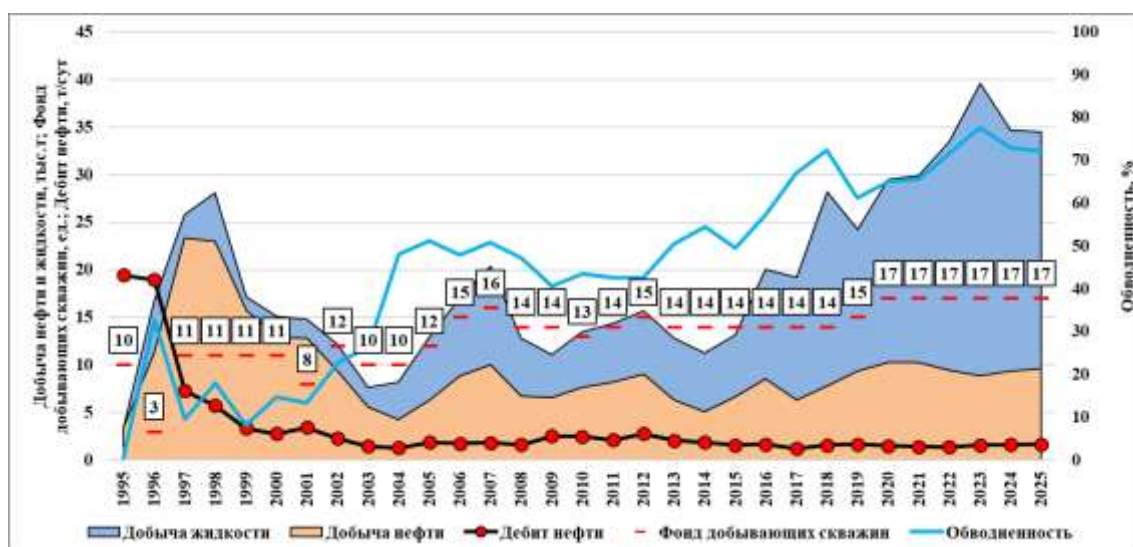


Рис. 3.2.7 – Динамика основных показателей разработки I объекта

II объект

Второй эксплуатационный объект является основным и объединяет два нефтяных горизонта Т-IV и Т-V, разрабатывается с 1995 г.

По итогам 2024 года объем добычи нефти составил 8,2 тыс. т при среднесуточном дебите 1,2 т/сут. Эксплуатационный фонд оставался стабильным и насчитывал 20 ед. К концу года накопленная добыча по объекту достигла 427,9 тыс. т, что соответствует КИН 0,136 и степени выработки запасов 89,6%.

В 2025 году зафиксировано снижение годовой добычи до 7,0 тыс. т (отрицательная динамика составила 1,2 тыс. т). Основными факторами падения стали рост обводненности на 3% (до итоговых 71,1%) и сокращение коэффициента эксплуатации скважин с 0,94 до 0,89 доли ед. При неизменном фонде в 20 скважин текущий КИН увеличился до 0,138, а уровень отбора от начальных извлекаемых запасов составил 91,1%.

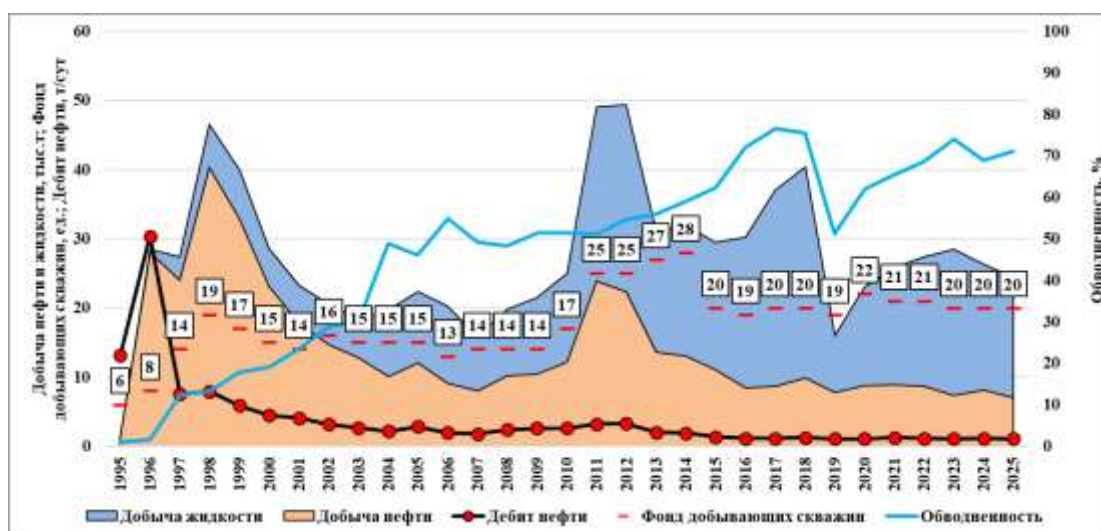


Рис. 3.2.8 – Динамика основных технологических показателей разработки II объекта

По участку в целом

Участок разрабатывается с 1995 г. Максимальный уровень добычи нефти 63,4 тыс. т был достигнут в 1998 году. Уже в следующем году наблюдается резкое снижение добычи на 23%. **К 2003 году** добыча нефти снизилась до значения около 18 тыс. т/год и продолжается по настоящее время. Стоит отметить, что **в период с 2010 по 2012 гг.** наблюдается увеличение добычи нефти, что связано с вводом из бурения 17 новых добывающих скважин. Однако, начиная **с 2013 по 2017 гг.**, добыча нефти снизилась до 15,0 тыс. т. **С 2018 г. по 2021 г.** наблюдается рост годовых показателей добычи нефти. **В 2018г** добыча нефти выросла на 2,7 тыс. т и составила 17,7 тыс. т за счет перевода скважины № 132 и ввода из консервации скважины № 56 и ГТМ по переходящему фонду. **В 2019г** добыча нефти незначительно снизилась и составила 17,2 тыс. т. **В 2020г** было добыто 19,0 тыс. т, что в основном связано с вводом в мае 2020 г. скважины № 38 из ликвидации на I+Возвратный объекты, за 8 месяцев работы добыча нефти составила 1,7 тыс. т, что составляет почти 10% от общей годовой добычи за 2020 г. Также, в конце 2020 г. был выполнен ГРП на двух добывающих скважинах по результатам которых в скважине № 109 была подтянута вода, а по скважине № 125 дебит нефти увеличился в 2-3 раза, а дополнительная добыча нефти за три месяца составила 264 тонны. **В 2021г** добыча нефти осталась на уровне предыдущего года. **В 2022г** добыча нефти снизилась на 1 тыс. т, причиной чему послужило снижение дебитов по переходящим скважинам и увеличение обводненности продукции скважин. **В 2023г** добыча снизилась еще на 1,9 тыс.т. в связи с выбытием 1 добывающей скважины, увеличением обводненности на 6% и снижением коэффициента эксплуатации добывающих скважин. **В 2024 году** добыча нефти увеличилась на 1,4 тыс.т. ввиду увеличения коэфф. эксплуатации добывающих скважин и уменьшения обводненности на 5%.

На дату 01.01.2026 по участку в целом добыто 728,1 тыс. т нефти, 1447,0 тыс. т жидкости и 66,401 млн. м³ газа. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов 83,9%, при этом текущий КИН составил 0,108 доли ед. Фонд добывающих скважин составляет 34 ед. из них 3 ед. (№№ 64,123,127) работают совместно на I и II объектах.

Динамика основных технологических показателей разработки по участку представлены на рисунке 3.2.9 и в таблице 3.2.4.

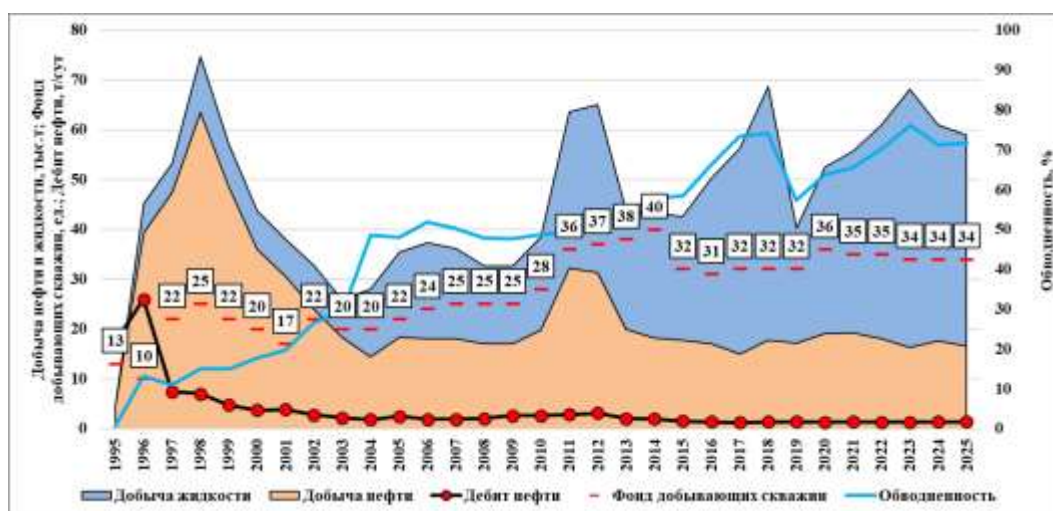


Рис. 3.2.9 – Динамика основных показателей разработки в целом по участку

Таблица 3.2.2 – Основные технологические показатели разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	9,4	9,6
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	9,4	9,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	283,6	293,2
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,079	0,082
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,3
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,4	2,5
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	8,1	9,0
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	72,6	75,1
10	Добыча газа, млн.м ³	0,752	0,692
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	25,700	26,393
12	Газовый фактор, м ³ /т	79,9	72,2
13	Добыча жидкости, тыс.т	34,7	34,5
14	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
15	из переходящих скважин	34,7	34,5
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	562,8	597,3
17	Обводненность продукции (по весу), %	72,9	72,2
18	в т.ч.: новых скважин	0,0	0,0
19	переходящих скважин	72,9	72,2
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
22	на другой объект	0	0
23	в консервацию	0	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	17	17
25	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	17	17
26	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,6	1,7
27	по жидкости	6,0	6,0
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,92
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,92

Таблица 3.2.3 – Основные технологические показатели разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	8,2	7,0
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	8,2	7,0
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	427,9	434,9
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,136	0,138
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,2
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,7	1,5
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,2	14,2
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	89,6	91,1
10	Добыча газа, млн.м ³	0,601	0,456
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	39,552	40,008
12	Газовый фактор, м ³ /т	73,6	64,8
13	Добыча жидкости, тыс.т	26,3	24,4
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
15	<i>из переходящих скважин</i>	26,3	24,4
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	825,3	849,7
17	Обводненность продукции (по весу), %	68,9	71,1
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0
19	<i>переходящих скважин</i>	68,9	71,1
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
22	<i>на другой объект</i>	0	0
23	<i>в консервацию</i>	0	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	20	20
25	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	20	20
26	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,2	1,1
27	по жидкости	3,8	3,8
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,89
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,89

Таблица 3.2.4 – Основные технологические показатели разработки участка в целом

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	17,6	16,6
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	17,6	16,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	711,5	728,1
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,106	0,108
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,2
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,0	1,9
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	10,1	10,6
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	82,0	83,9
10	Добыча газа, млн.м ³	1,353	1,149
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	65,252	66,401
12	Газовый фактор, м ³ /т	77,0	69,0
13	Добыча жидкости, тыс.т	60,9	58,9
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
15	<i>из переходящих скважин</i>	60,9	58,9
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1388,1	1447,0
17	Обводненность продукции (по весу), %	71,2	71,7
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0
19	<i>переходящих скважин</i>	71,2	71,7
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
22	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0
23	<i>в консервацию</i>	0	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	34	34
25	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	34	34
26	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,5	1,5
27	по жидкости	5,2	5,3
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,90
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,90

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Разработка участка Котыртас Северный месторождения Кенбай осуществляется согласно утвержденному ЦКРР РК в 2024 г. «Проекту разработки месторождения...».

Оценка эффективности реализуемой системы разработки проведена исходя из анализа текущего состояния. Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки приведено по объектам и по участку в целом за 2024-2025 гг. (таблицы 3.2.5-3.2.7).

І объект (Т, Т-І, Т-ІІ и Т-ІІІ горизонты)

В 2024 г. годовая добыча нефти составила 9,4 тыс. т, что практически соответствует проектному значению 9,1 тыс.т. Фонд действующих добывающих скважин насчитывает 17 ед. вместо проектных 14 ед., 3 (№№ 64,123,127) из которых находятся в совместной эксплуатации со ІІ объектом. Накопленная добыча на конец 2024 года составив 283,6 тыс. т. держится на уровне проектных значений. Текущий КИН составляет 0,079 доли ед.

Среднесуточный дебит одной добывающей скважины 1,6 т/сут что на 0,2 т/сут ниже проектных значений. Однако расхождение в дебитах не сказалось на добыче нефти ввиду меньшей обводненности продукции 72,9% против проектных 79,7%.

При сравнении показателей добычи нефти за 2025г видно, что добыча нефти по переходящим скважинам соответствует показателям прошлого года, однако отстает от проектной ввиду невыполнения плана по вводу 3 ед. скважин посредством перевода со II объекта. Три скважины не были переведены по причине не полной отработки на II объекте, текущий дебит по скважинам составляет 0,7 т/сут 0,9 т/сут и 1,9 т/сут. Накопленная добыча нефти составила 293,2 тыс. т. Текущий КИН 0,082 доли ед.

В целом невыполнение планов по переводу скважин за 2024 и 2025 негативно сказываются на добыче нефти, которая в отличие от проекта имеет тенденцию к снижению, также немаловажную роль в снижении годовых отборов по объекту играет удельная выработанность запасов нефти по скважинам.

II объект (Т-IV и Т-V горизонты).

В 2024 г. Добыча нефти практически на уровне проектной и составила 8,2 тыс.т., среднесуточный дебит одной добывающей скважины составил 1,2 т/сут. Фактическая обводненность составила 68,9%, что существенно ниже проектной 76,9%. Благодаря этому добыча жидкости оказалась ниже плана 26,3 тыс. т против 35,1 тыс. т по проекту. КИН и отбор от начальных извлекаемых запасов полностью соответствуют проекту 0,136 доли ед. и 89,6% соответственно. Накопленная добыча нефти по объекту составила 427,9 тыс. т.

За 2025 г. добыча нефти превысила проектный показатель на 1 тыс. т. и составила 7 тыс.т., при дебите на уровне проектного 1,1 т/сут. Проект предполагал сокращение фонда до 15 единиц из-за выбытия. Фактически на объекте продолжают работать 20 скважин, что стало ключевым фактором перевыполнения плана по нефти. Уровень обводненности 71,1% остается ниже проектных ожиданий 79,5%.

По участку в целом

В 2024г добыча нефти составила 17,6 тыс. т., что на 0,4 тыс.т. выше проектных показателей. Накопленная добыча так же превышает проектную на 0,4 тыс. т тем самым, составляя 711,5 тыс. т. Газовый фактор равен 77 м³/т. Накопленная добыча газа составляет 65,252 млн. м³.

За 2025г было добыто 16,6 тыс. т, что незначительно ниже проектных показателей на 0,1 тыс.т. В свою очередь накопленная добыча нефти составила 728,1 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов-83,9%, текущий КИН – 0,108 доли ед. Средняя обводненность по участку составила 71,7%. Среднесуточный дебит одной добывающей

скважины равен 1,5 т/сут. Фонд скважин, как и в прошлом году составляет 34 ед. что выше проектных значений на 3 ед.

Из проведенного анализа следует, что в целом за отчетный период проектные и фактические показатели находятся на одном уровне, разработка участка ведется в соответствии с утвержденным проектным документом.

Таблица 3.2.5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	9,1	9,4	10,70	9,6
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,0	0,0	0,7	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	7,1	9,4	10,0	9,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	283,5	283,6	294,2	293,2
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,079	0,079	0,082	0,082
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,3	0,3	0,3
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,3	2,4	2,7	2,5
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,8	8,1	10,0	9,0
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	72,6	72,6	75,3	75,1
10	Добыча газа, млн.м ³	0,634	0,752	0,723	0,692
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	25,582	25,700	26,305	26,393
12	Газовый фактор, м ³ /т	69,7	79,9	67,6	72,2
13	Добыча жидкости, тыс.т	44,7	34,7	47,5	34,5
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	5,1	0,0	1,4	0,0
15	<i>из переходящих скважин</i>	39,7	34,7	46,1	34,5
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	573,5	562,8	621,0	597,3
17	Обводненность продукции (по весу), %	79,7	72,9	77,5	72,2
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	60,0	0,0	50,0	0,0
19	<i>переходящих скважин</i>	82,2	72,9	78,3	72,2
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	0	3	0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	1	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	14	17	16	17
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	14	17	16	17
24	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,8	1,6	2,1	1,7
25	по жидкости	9,0	6,0	9,3	6,0
26	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,92
27	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,92

Таблица 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	8,1	8,2	6,0	7,0
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	8,1	8,2	6,0	7,0
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	427,6	427,9	433,6	434,9
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,136	0,136	0,138	0,138
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,3	0,2	0,2
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,7	1,7	1,3	1,5
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,0	14,2	12,0	14,2
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	89,6	89,6	90,8	91,1
10	Добыча газа, млн.м ³	0,605	0,601	0,440	0,456
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	39,556	39,552	39,996	40,008
12	Газовый фактор, м ³ /т	74,7	73,6	73,7	64,8
13	Добыча жидкости, тыс.т	35,1	26,3	29,1	24,4
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
15	<i>из переходящих скважин</i>	35,1	26,3	29,1	24,4
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	833,5	825,3	862,6	849,7
17	Обводненность продукции (по весу), %	76,9	68,9	79,5	71,1
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
19	<i>переходящих скважин</i>	76,9	68,9	79,5	71,1
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	2	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	17	20	15	20
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	17	20	15	20
24	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,3	1,2	1,1	1,1
25	по жидкости	5,8	3,8	5,3	3,8
26	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,89
27	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,89

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по участку

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	17,2	17,6	16,7	16,6
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	17,2	17,6	16,7	16,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	711,1	711,5	727,8	728,1
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,106	0,106	0,108	0,108
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,3	0,2	0,2
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,0	2,0	1,9	1,9
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,9	10,1	10,7	10,6
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	81,9	82,0	83,9	83,9
10	Добыча газа, млн.м ³	1,239	1,353	1,163	1,149
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	65,138	65,252	66,301	66,401
12	Газовый фактор, м ³ /т	72,0	77,0	69,8	69,0
13	Добыча жидкости, тыс.т	79,8	60,9	76,6	58,9
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
15	<i>из переходящих скважин</i>	79,8	60,9	76,6	58,9
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1407,0	1388,1	1483,7	1447,0
17	Обводненность продукции (по весу), %	78,5	71,2	78,3	71,7
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0	0,0	0
19	<i>переходящих скважин</i>	78,5	71,2	78,3	71,7
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	31	34	31	34
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	31	34	31	34
24	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,6	1,5	1,6	1,5
25	по жидкости	7,2	5,2	7,2	5,3
26	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,90
27	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,90

Характеристика закачки рабочего агента

Согласно «Уточненному проекту разработки...» (2017 г.), разработка залежей I (Т-III) и II (Т-IV и Т-V) объектов предусматривалась с применением площадного заводнения, а разработка Возвратного объекта предусматривалась на естественном режиме истощения. Из 12 скважин, намеченных в «Уточненном проекте разработки ...» для закачки воды, в 2020 г. 6 скважин отработали 7 месяцев и были переведены в консервацию для дальнейшего перевода в поглощающий фонд полигона для утилизации попутно добываемой воды участков Молдабек Восточный и Котыртас Северный месторождения Кенбай. В качестве основного коллектора-резервуара для захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод – среднеюрский водоносный горизонт.

Причиной отключения закачки на данном участке является низкая приемистость нагнетательных скважин из-за низкой проницаемости триасовых горизонтов.

Породы слагающие продуктивные горизонты характеризуются значительной неоднородностью, на что указывает высокая расчленённость пласта, меняющаяся в целом по участку в широком диапазоне от 1 до 16 ед., принимая во внимание низкую песчанистость от 20 до 40 % можно сделать вывод, о низкой связанности коллекторов, предположительно связанной с высоким содержанием глинистого материала и наличием пород с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Таблица 3.2.8 – Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Кол-во скважин	Коэффициент песчанистости		Коэффициент расчлененности		Характеристика прерывистости
		Ср. знач.	Интервал изменения	Ср. знач.	Интервал	
Т	56	0,38	0,08-0,69	2,1	1-4	0,09
Т-I	70	0,30	0,04-0,84	2,0	1-6	0,39
Т-II	70	0,24	0,03-0,62	2,5	1-8	0,43
Т-III	70	0,13	0,02-0,44	4,2	1-16	0,69
Т-IV	62	0,20	0,02-0,51	5,1	1-12	0,82
Т-V	31	0,26	0,07-0,63	4,3	1-10	0,35
Т-VI	11	0,21	0,07-0,40	2,2	1-5	0,09

Сложные геологические условия, описанные выше, обуславливают трудности в реализации системы поддержания пластового давления из-за отсутствия приемистости.

На участке с целью увеличения приемистости проводились ГРП. Согласно плану, предусматривалось осуществить перевод под нагнетание 3 скважин с проведением в них ГРП. Для этих целей под закачку переведены из эксплуатационного фонда скважины № 96н, 101н. Изначально приемистость скважин составляла 12-14 м³/сут при 9,8 МПа.

20 октября 2000 года на скважине № 101н участка Котыртас Северный силами АУПНПиКРС произведен гидравлический разрыв пласта. Приемистость скважины составляет 115м³/сут при 8,8 МПа. В период с 27.10-10.12.2000 г. приемистость скважины снизилась.

26 августа 2001 года на скважине № 101н участка Котыртас Северный повторно произведены работы по ГРП. Однако, повторные работы по восстановлению приемистости положительных результатов не принесли.

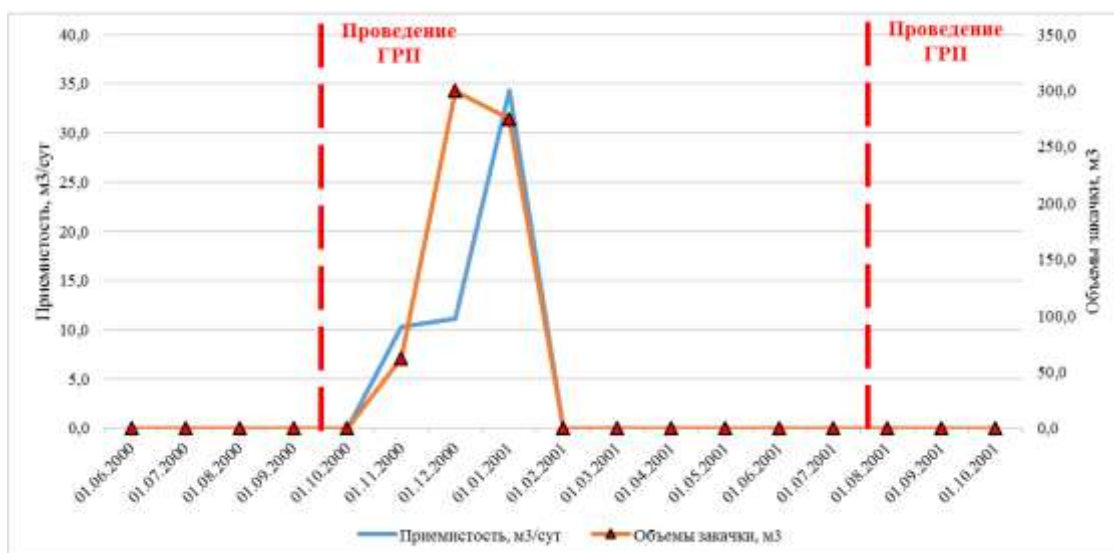


Рис. 3.2.10 – Динамика эксплуатации скважины № 101н

Необходимо отметить, что причиной отрицательных результатов является низкая проницаемость триасовых горизонтов, варьирующих в пределах $1,4-30,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

2005 году по нагнетательной скважине № 66н были проведены работы по ГРП компанией «Шлюмберже» эффекта по скважине № 66н получено не было.

Давление закачки по скважине № 66н после проведения работ составляло в среднем 80-100 атм.

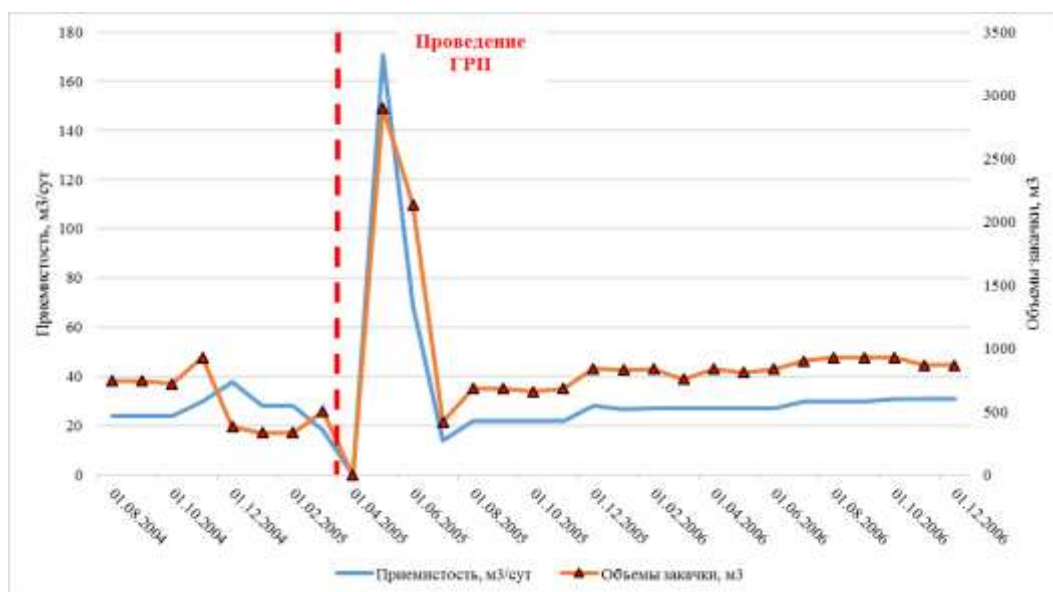


Рис.3.2.11 – Динамика эксплуатации скважины № 66н

В период 23-25.11.2013 г. в скважине № 135 с целью увеличения приемистости были проведены опытно-промышленные испытания методом ударно-волновой обработки призабойной зоны. ОПИ проводилось без применения химических реагентов, для выявления результативности обработки.

Общая приемистость до проведения УВО составляла 55 м³/сут при давлении 13 МПа, а после проведения УВО приемистость выросла до 120 м³/сут при давлении нагнетания 9

МПа. Однако эффект по итогам проведения УВО также оказался непродолжительным, в связи с чем по скважине отмечается снижение приемистости и увеличение устьевое давления.

С целью увеличения приемистости нагнетательных скважин на участке также апробировалось применение насоса высокого давления, который в рамках исследовательских работ был установлен в скважине № 72. Однако же положительный эффект также оказался непродолжительным, и текущая приемистость скважины снова вернулась на свой первоначальный уровень, график эксплуатации скважины № 72 представлен на рисунке 3.2.12.

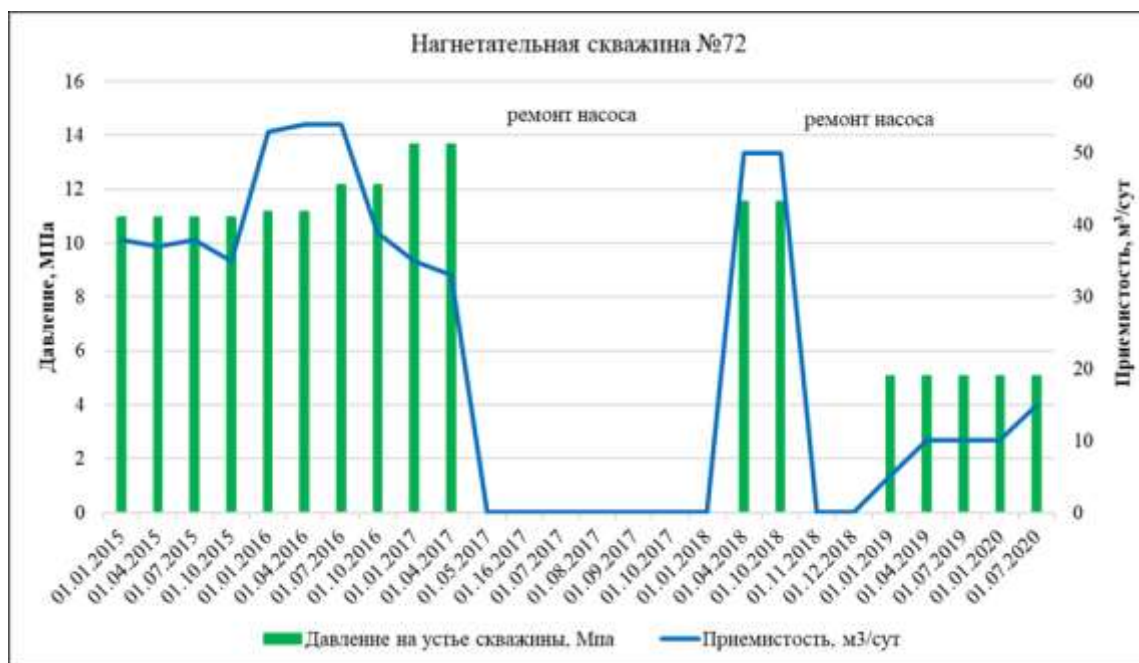


Рис. 3.2.12 – Показатели нагнетательной скважины № 72

В результате разработки залежи и отсутствия влияния системы ППД, даже несмотря на проводимые геолого-технические мероприятия, наблюдается снижение пластового давления относительно начального более чем на 50%. Со второй половины 2020 г. все нагнетательные скважины остановлены и участок разрабатывается на естественном режиме без искусственного поддержания пластового давления.

Описанные выше проблемы с реализацией системы ППД на участке дают понять, что имеющаяся проблема низкой приемистости имеет геологический, а не технологический характер, и даже при решении проблемы в ПЗС, дальнейшая расчлененность и неоднородность разреза не позволяют добиться желаемого эффекта от закачки воды, что и явилось причиной полного от нее отказа. Ниже дается краткая характеристика закачки воды по основным объектам разработки.

Объект

Внедрение системы ППД на первом объекте разработки началось в январе 2000г,

вводом скважины №96, которая, проработав один месяц, до февраля 2002г находилась в бездействии. В 2019г фонд нагнетательных скважин по первому объекту составил 2 скважины (№№66, 96), из которых по состоянию на 01.01.2020г. работала только одна скважина (№96) остальные находятся в бездействии, в связи с отсутствием приемистости.

Скважина №96 находилась в бездействии с 2004г. В 2005г по скважине были проведены работы по ГРП для увеличения закачки и увеличения притока жидкости по реагирующим скважинам. После проведения работ скважина находится в бездействии из-за прихвата подземного оборудования проппантом, после перфорации скважины в октябре 2018г закачка воды была возобновлена. За 2020г было закачено 7,3 тыс.м³ со среднесуточной приемистостью 33,8 м³/сут.

Закачка воды не велась на объекте с 2012 по 2018 гг., накопленная компенсация закачкой отбора жидкости в пластовых условиях составила всего 29,3%.

Выполнив анализ ППД в целом по I объекту можно заметить, что несмотря на закачку воды в период с 2000 по 2011 года дебит жидкости практически не изменяется, хотя добыча жидкости растет что связано с вводом новых скважин из консервации и других объектов и обводнением переходящих.

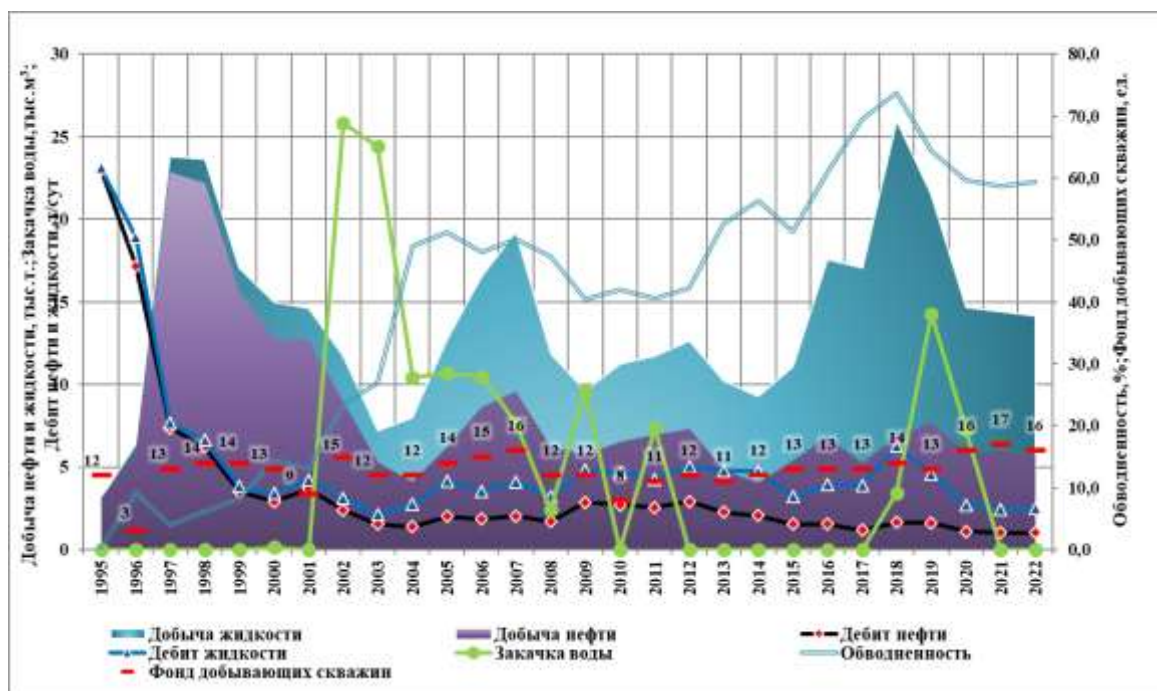


Рис. 3.2.13 – Анализ влияния закачки по I объекту

II объект

ППД на II эксплуатационном объекте велось с 2000 г., скважиной № 101. В целом по участку за весь период разработки основной объем закачки приходится на данный эксплуатационный объект, накопленная закачка объекта составила 585,6 тыс.м³ воды, накопленная компенсация отбора составила 66,9%. Компенсация отбора закачкой за 2020 г. составила 50,1%. Средняя приемистость одной нагнетательной скважины за 2020 г.

составила 20,3 м³/сут.

Исходя из рисунка 3.2.14 видно, что увеличение объемов закачки приводит к увеличению добычи жидкости, но не нефти что скорее всего связано с прорывами воды к добывающим скважинам.

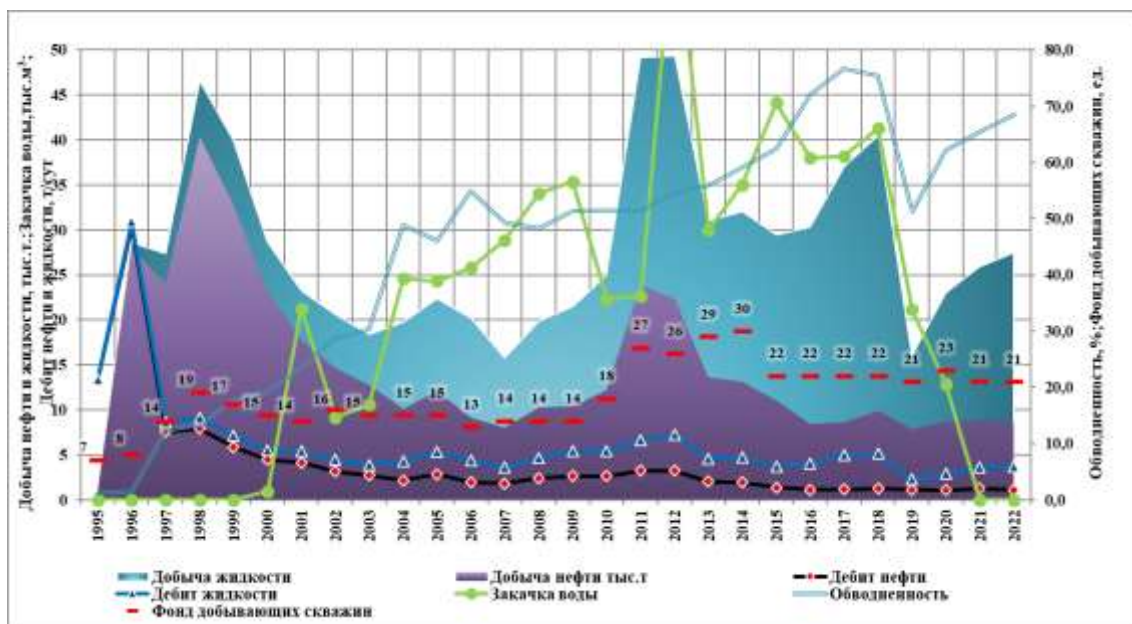


Рис. 3.2.14 – Анализ влияния закачки по II объекту

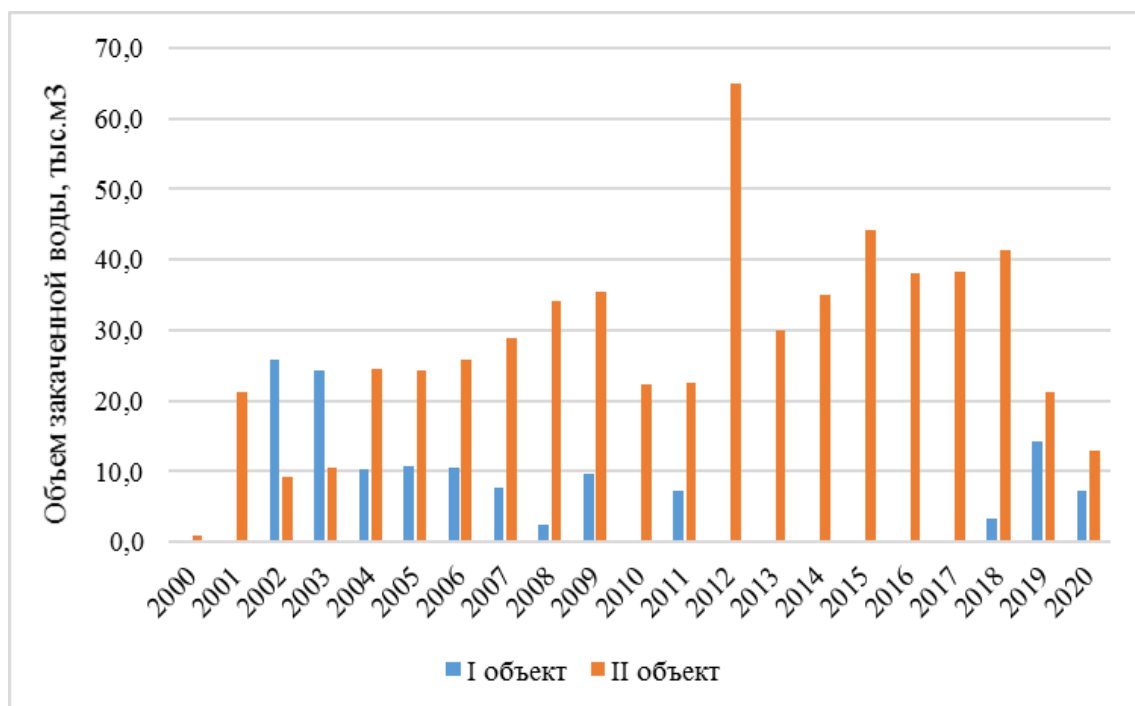


Рис. 3.2.15 – Динамика закачки воды по объектам разработки

3.2.2 Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов

Оценка выработки запасов продуктивных горизонтов проводится на основе данных о запасах, утвержденных в «Приросте запасов...» (2025 г.). Начальные запасы нефти категории В+С₁ в целом по участку составляют: балансовые – 6 720 тыс. т, извлекаемые – 867,9 тыс. т.



Рис. 3.2.16 – Распределение утвержденных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам

По состоянию на 01.01.2026 накопленная добыча нефти по месторождению составляет 728,1 тыс. т. Отобрано 83,9 % от начальных извлекаемых запасов при обводненности добываемой продукции 71,7%. Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти представлены на рисунке 3.2.17.

Основная доля или 60% накопленной добычи нефти приходится на II объект, по которому текущий КИН составляет 0,138 доли ед. На долю I объекта приходится 40%. Текущее значение КИН по I объекту составляет 0,082 доли ед. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категория В+С₁) по месторождению оценивается в 140 тыс. т, из которых 70% приходится на I объект.

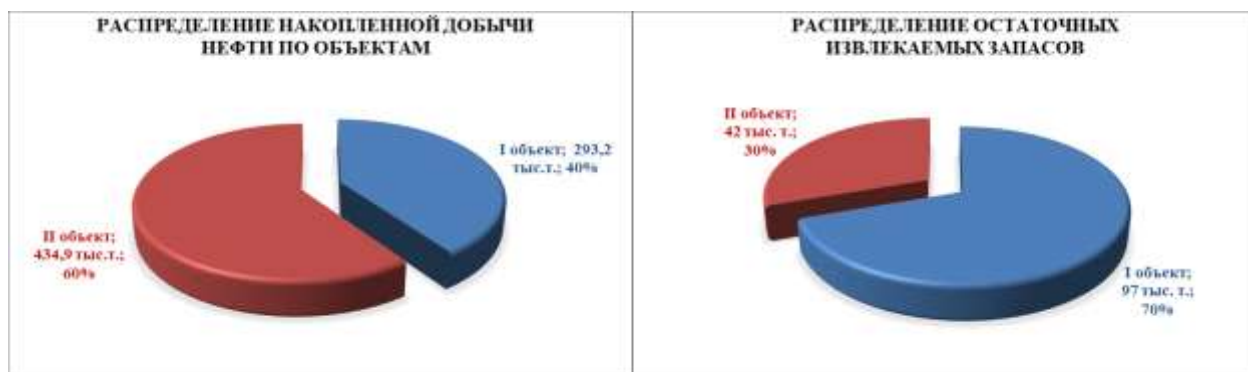


Рис. 3.2.17 – Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам

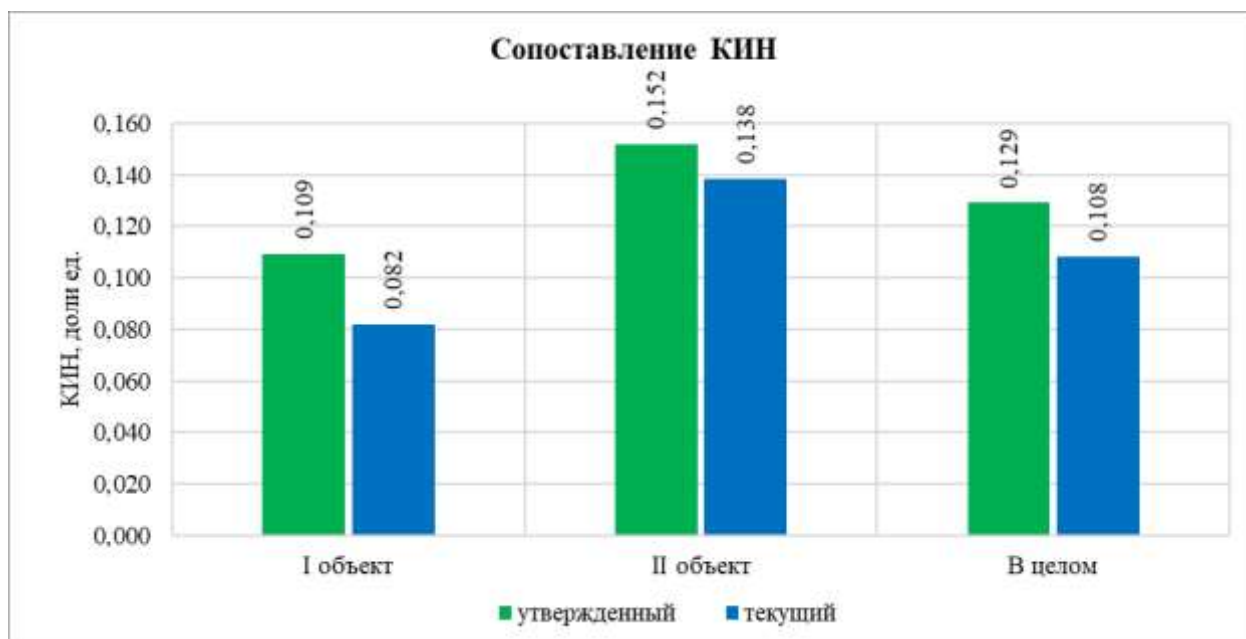


Рис. 3.2.18 – Распределение утвержденных и текущих значений КИН

Для определения вовлеченных в разработку извлекаемых запасов нефти по объектам, при сформировавшейся на данный момент системе разработки и применяемой технологии добычи продукции, построены характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н. и Сипачева Н.В., Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С. Результаты определения вовлеченных в разработку запасов нефти и потенциально достижимых значений КИН по объектам и месторождению в целом представлены в таблице 3.2.9. Графики построения характеристик вытеснения по каждому эксплуатационному объекту представлены на рисунках 3.2.19-3.2.20.

На основании полученных результатов определения вовлеченных в разработку запасов нефти можно провести сопоставление утвержденного и потенциального значений КИН для каждого эксплуатационного объекта и по месторождению в целом. Учитывая, что по разным методикам в основном получены близкие по значениям вовлеченные в разработку запасы, потенциальный КИН получен на основе осредненного результата значений вовлеченных запасов нефти, полученных по разным методикам.

Как видно из таблицы 3.2.9, по всем эксплуатационным объектам наблюдается недостижение с небольшим отрывом вовлеченных в разработку запасов нефти над ранее утвержденными. В целом по месторождению потенциальные вовлеченные в разработку запасы нефти меньше ранее утвержденных извлекаемых на 6,5%. Можно сделать вывод, что при регулировании процесса разработки, текущим фондом скважин можно охватить другие перспективные зоны залежи и достичь утвержденный КИН.

Таблица 3.2.9 – Основные показатели выработки запасов нефти по объектам разработки

Наименования	Объекты		
	I	II	В целом
Утвержденные НГЗ, тыс. т	3 578	3 142	6 720
Утвержденные НИЗ, тыс. т	391	477	868
Утвержденный КИН, доли ед.	0,109	0,152	0,129
Текущий КИН, доли ед.	0,082	0,138	0,108
Накопленная добыча нефти на 01.01.2026, тыс. т.	293,2	434,9	728,1
Отбор от НИЗ, %	75,1	91,1	83,9
Темп отбора от НИЗ, %	2,5	1,5	1,9
Темп отбора от ГИЗ, %	9,0	14,2	10,6
Обводненность, %	72,2	71,1	71,7
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	97,4	42,5	139,9
Добыча нефти за 2025г, тыс. т	9,6	7,0	16,6
Дебит нефти, т/сут	1,7	1,1	1,5
Фонд добывающих скважин, ед.	17	20	34
Вовлеченные запасы, тыс.т	349,8	461,2	811,0
Потенциальный КИН, д.ед.	0,098	0,147	0,121
Потенциальные ОИЗ, тыс.т	56,6	26,3	82,9

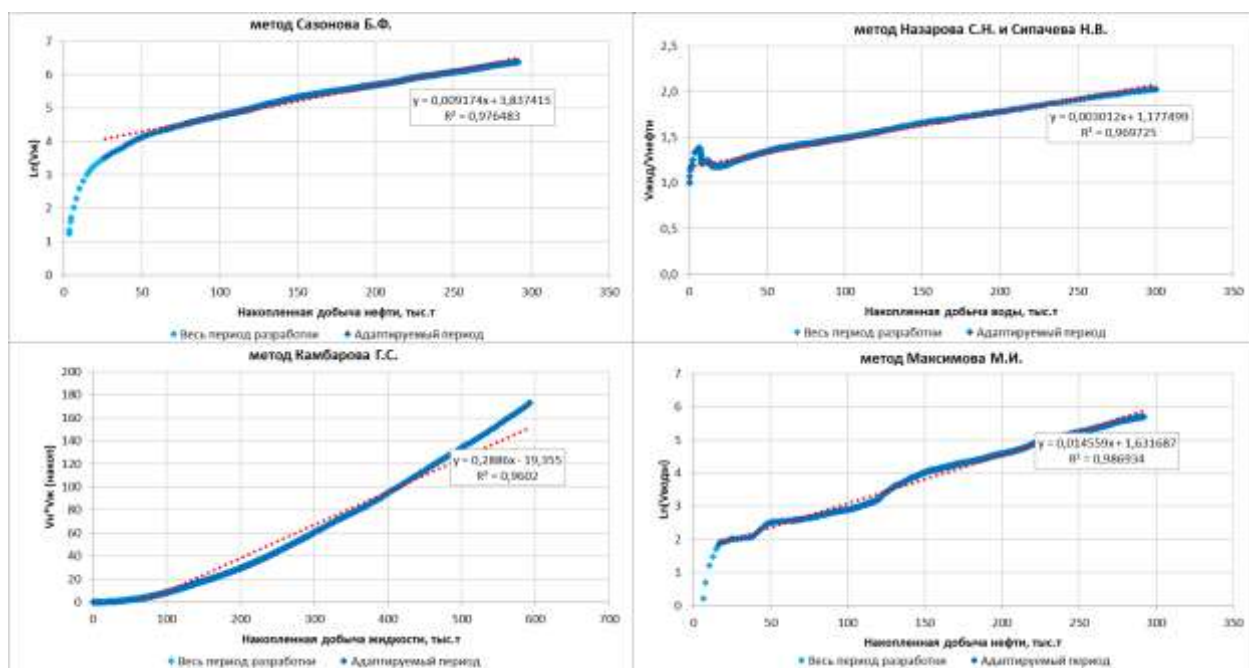


Рис. 3.2.19 – Характеристики вытеснения по I объекту

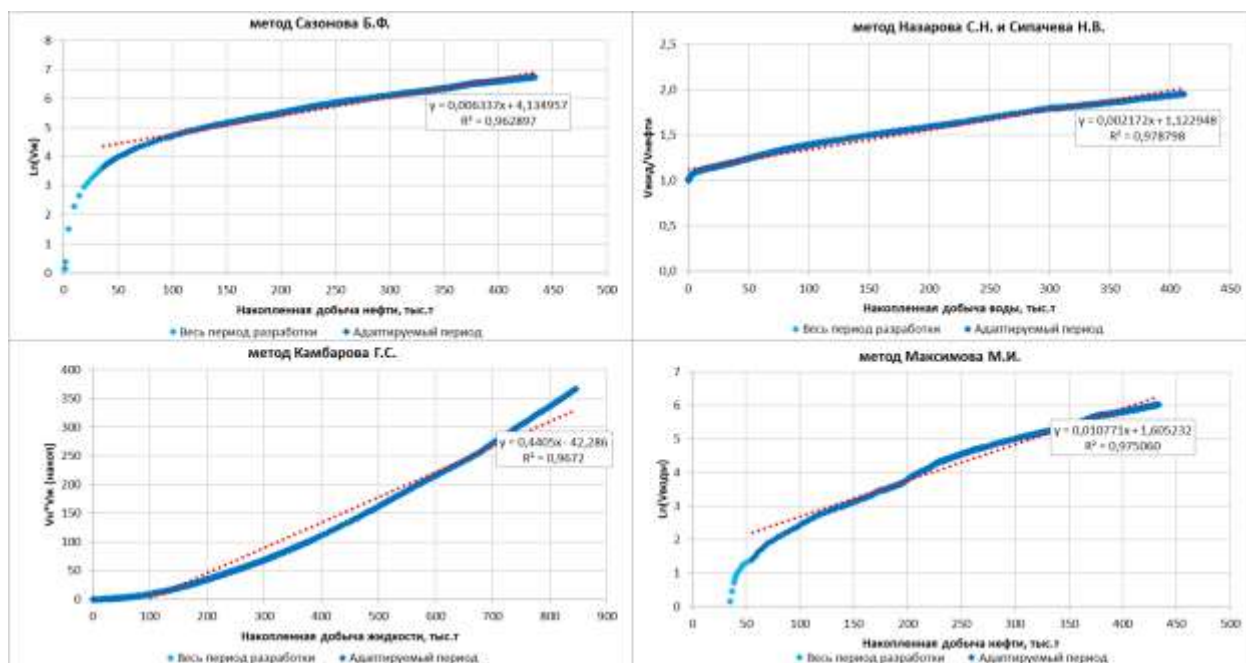


Рис. 3.2.20– Характеристики вытеснения по II объекту

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Оценка эффективности реализуемой системы разработки проведена исходя из анализа текущего состояния. На дату составления настоящего отчета 01.01.2026г. на месторождении было пробурена 101 скважина. В добывающем фонде пребывает 34 скважин. По месторождению на 01.01.2026 отобрано 728,1 тыс. т. нефти, 1 447 тыс. т. жидкости, текущий КИН равен 0,108 доли ед. Выработка запасов в целом по участку составляет 83,9%, по I объекту – 75,1%, по II объекту – 91,1%. Средняя обводненность по участку в целом составляет 71,7%. Как показывает анализ выработки запасов нефти, утвержденные коэффициенты извлечения нефти могут быть достигнуты при сложившейся системе разработке на текущий момент.

В 2023 г. было проведено ГРП на добывающей скважине № 130, интервалы перфорации для проведения ГРП: 1186-1192, 1208-1212, 1216-1219, 1223-1225м, проведена отсыпка забоя до глубины 1245м. Дебит жидкости до проведения ГРП составлял 3 м³/сут, дебит нефти 1,6 т/сут, обводненность 37% Основной ГРП выполнен по первоначальной программе, запланированный объем проппанта - 70т (фракции 16/20 и 12/18 в соотношении 47 и 23 т) закачен в полном объеме. Согласно дизайну, интервал охвата трещины ГРП составлял 1172-1233м, при этом по модели фактически проведенного ГРП трещина получала развитие в нижележащие интервалы до глубины 1241м (рисунок 3.2.21). По результатам ГИС ОС в интервале распространения трещины ГРП водонасыщенных коллекторов не выделено.

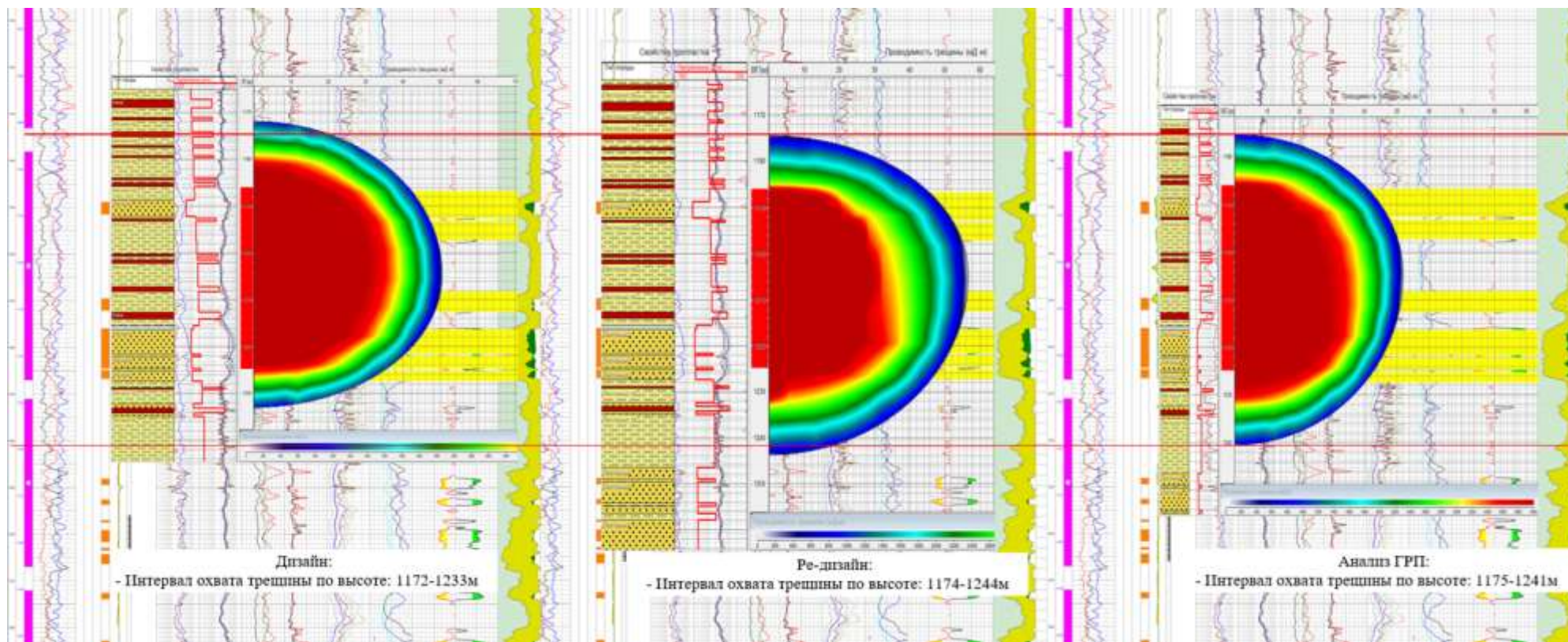


Рис. 3.2.21 – Сопоставление моделей трещин ГРП на скв. №130



Рис. 3.2.22 – Показатели скважины №130 после проведения ГРП

После проведения ГРП скважина запущена 09.05.2023г. По состоянию на 14.06.2023г. скважина отработала 32 суток, средний дебит нефти 0,3 т/сут, начальная обводненность - 95%, текущая - 65%. Положительного эффекта от проведения ГРП не наблюдается.

На дату отчета 01.01.2026г скважина работает с дебитом 1,6 т/сут, обводненность 59%.

Проведенный анализ показал, что в ходе проведения ГРП нарушений технологии не наблюдалось, в процессе освоения скважины не созданы оптимальные условия для работы трещины ГРП. Через месяц после ГРП на скважине не отработана вся техническая жидкость, использовавшаяся при подготовке и проведении ГРП. В процессе работ в пласт была закачена жидкость глушения, техническая вода, линейный и сшитый гель в объеме 295,4 м³, вытеснено только - 167 м³. Длительное освоение скважины и большие объемы закачанной жидкости при КРС и ГРП негативно влияют на остаточную проводимость трещины ГРП в результате коагуляции порового пространства пропантной набивки остатками нерастворившегося полимера (основа жидкости ГРП) и соответственно приводят к снижению эффекта от ГРП.

За последние 13 лет (а именно в период 2010-2012гг) было пробурено 17 новых скважин, с начальными дебитами нефти от 1,0 до 7,7 т/сут в среднем составляя 3,6 т/сут и начальной обводненностью в среднем 46%. Проведенный технико-экономический анализ показал, что из 17 новых пробуренных скважин, только 1 скважина (№ 132), характеризующаяся самым высоким начальным дебитом нефти в 7,7 т/сут, оказалась экономически рентабельной и смогла окупить свои вложения. Все остальные скважины характеризуются низкими начальными дебитами и быстрыми темпами снижения дебита

нефти, вызванными совокупностью проблем проницаемости и энергетики залежи, в результате чего их средний на сегодня дебит нефти находится на уровне 1,2 т/сут. Сопоставление начальных и текущих дебитов новых скважин, введенных из бурения за последние 13 лет, представлены на рисунке 3.2.23.

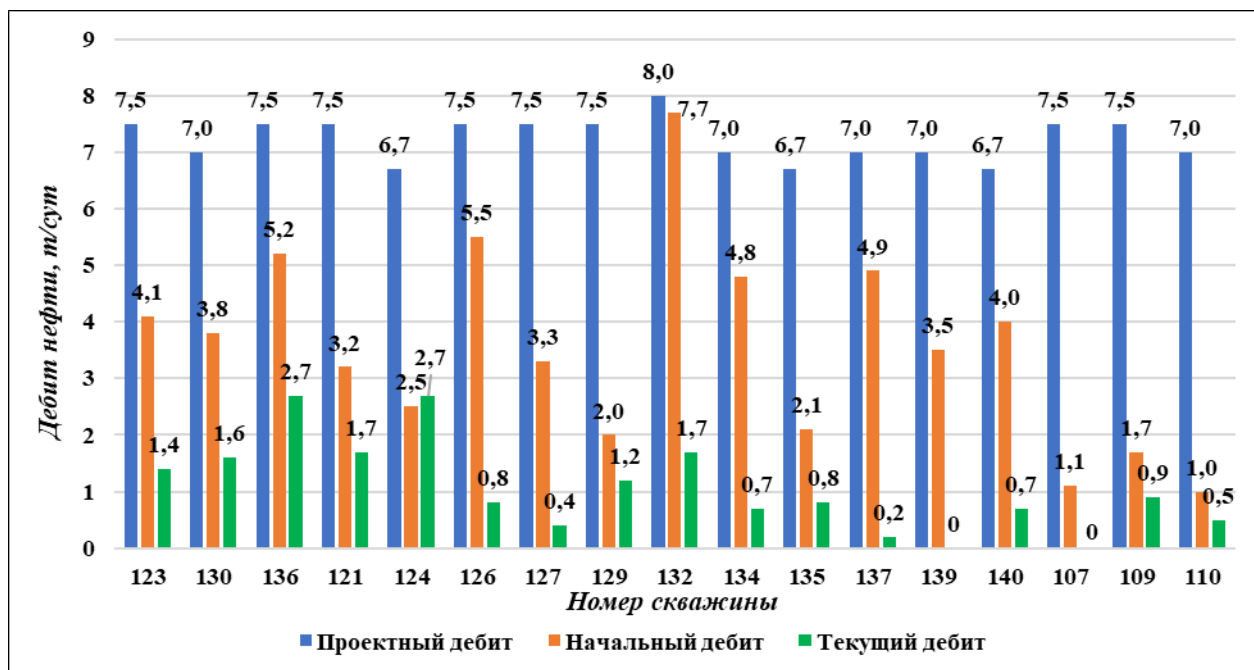


Рис. 3.2.23 – Сопоставление начальных и текущих дебитов новых скважин

В рамках УПР-2017 г. с целью полной выработки всех извлекаемых запасов и достижения утвержденного значения КИН было предусмотрено уплотнение эксплуатационной сетки бурением еще 16 новых скважин начиная с 2021 г. Однако, как показал анализ эффективности ранее проведенного бурения, в условиях сложного коллектора и слабой энергетики залежи, уплотнение сетки скважин за счет дорогостоящего бурения новых скважин не приведет к увеличению нефтеотдачи в проектно-рентабельный период. В связи с чем наиболее рациональным, в том числе и с экономической позиции, решением является работа с имеющимся фондом скважин. В рамках АР-2021 г. к реализации была предложена концепция разработки без бурения новых скважин, что согласовано с ЦКРР.

Таблица 3.2.10 – Сравнение начальных и текущих показателей по скважинам, пробуренным в период 2010-2012 гг.

Год ввода скважины	Номер скважины	Начальные показатели				Текущие показатели				NPV за 5 лет, млн.тнг	Стоимость бурения, млн.тнг	PI
		Объект	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, т/сут	Объект	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, т/сут			
2010	123	II	4,1	43,7	7,3	I+II	1,4	43,8	2,6	51	383,4	1,1
2010	130	II	3,8	59	9,3	II	1,6	59	3,9	-195	383,4	0,5
2010	136	II	5,2	32,9	7,7	I	2,7	88,1	22,6	-201	383,4	0,5
2011	121	II	3,2	34,3	4,9	II	1,7	87,9	13,8	-359	383,4	0,1
2011	124	I	2,5	50	5	I	2,7	53,7	5,8	-200	383,4	0,5
2011	126	II	5,5	40,4	9,2	II	0,8	68	2,5	-178	383,4	0,5

2011	127	II	3,3	33,2	4,9	I+II	0,4	53,6	0,8	-279	383,4	0,3
2011	129	II	2	41,1	3,4	II	1,2	55,6	2,7	-347	383,4	0,1
2011	132	II	7,7	45,9	14,2	I	1,7	50,9	3,5	143	383,4	1,4
2011	134	II	4,8	57,6	11,3	II	0,7	72,2	2,6	-244	383,4	0,4
2011	135	II	2,1	48,6	4,1	I	0,8	34,2	0,8	-359	383,4	0,1
2011	137	II	4,9	33,2	7,3	II	0,2	89,1	1,5	-318	383,4	0,2
2011	139	I	3,5	30,4	5	Контр.	-	-	-	-306	383,4	0,2
2011	140	I	4	44,1	7,2	I	0,7	50	1,4	-273	383,4	0,3
2012	107	II	1,1	65,2	3,2	Пглщ.	-	-	-	-307	383,4	0,2
2012	109	II	1,7	67,2	5,2	II	0,9	87,1	7,2	-372	383,4	0,0
2012	110	I	1	57,9	2,4	I	0,5	78,6	2,3	-383	383,4	0,0

Учитывая тот факт, что последняя пробуренная скважина на месторождении пробурена в 2012г, а в период с 2013 по 2025 гг. годовая добыча нефти в среднем составляет 17,7 тыс. т без значительного снижения говорит о том, что стабильные отборы нефти за последние 13 лет это результат работы с переходящим фондом скважин. В дальнейшем необходимо продолжать такие мероприятия как дополнительные прострелы и переводы скважин между объектами.

По результатам проведенного анализа текущего состояния и определения вовлеченных в активную разработку запасов можно отметить, что выработка остаточных запасов и достижение утвержденных значений КИН в случае выполнения ГТМ по переводу скважин между объектами, дополнительных прострелов и ввода скважин из консервации вполне выполнима.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки рассматриваемого месторождения положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется на информации, полученной по ограниченной группе скважин, пробуренных и исследованных геофизическими и гидродинамическими методами.

Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации данного параметра.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющей воды, явление языкообразования, начальное положение ВНК и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение.

На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $y(x)$ и производительности $W(x)$.

После чего, с использованием схемы У. Стайлза, представляющей собой прямо пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитаны параметры K_3 , F – коэффициент использования подвижных запасов нефти, суммарный отбор жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – доля вытесняющей воды в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитаны накопленная добыча и динамика добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей объектов разработки проведено на основе результатов прямых определений следующих параметров модели:

- q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину года, т/год;
- $\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;
- $\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный отбор жидкости за все предыдущие годы;

- V_z^2 – квадрат коэффициента вариации зональной неоднородности по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;
- V_n^2 – квадрат коэффициента вариации неоднородности пластов по проницаемости;
- V_y^2 – квадрат коэффициента вариации неоднородности сетки скважин по языкообразованию;
- $K_{прод.ср.}$ – средний коэффициент продуктивности;
- $K_{пр.ср.}$ – средний коэффициент проницаемости.

Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для естественного режима, так и для возможного этапа искусственного поддержания пластового давления, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для участка проведено в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщения разреза. При этом также учтены данные о физических свойствах пластовых флюидов. Средняя проницаемость коллекторов выделенных объектов разработки принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров модели проведена по фактическим промысловым данным для дальнейшего прогнозирования разработки.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемая адаптация к истории разработки, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

Идентификация параметров моделей произведена по результатам предыдущего периода разработки эксплуатационных объектов. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определен по зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$, с учетом известного общего числа введенных в эксплуатацию скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит нефти объекта при известном $Q_0(t)$, определен по формуле:

$$q_0^{(t)} = \frac{q^{(t)}}{1 - Q_d^{(t)}/Q_0^{(t)}} \quad (3.1)$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых запасов жидкости, производилось при известных амплитудных дебитах нефти $q_0(t)$, жидкости $q_F(t)$ и накопленном отборе жидкости на середину года $Q_{F0}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}^{(t)} = \frac{Q_{Fd}^{(t)}}{1 - q_F^{(t)}/q_0^{(t)}} \quad (3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{Fd}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_0 , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющей воды.

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

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям.

Решение вопроса о рациональном группировании пластов в эксплуатационные объекты на многопластовом месторождении связано с определенными трудностями, так как в ряде случаев могут быть предложены разные варианты. В то же время каждый вариант имеет положительные и отрицательные моменты. Решение о выделении минимального количества объектов (т.е. о расчленении на крупные объекты) позволяет разрабатывать месторождение меньшим количеством скважин и тем самым обеспечивать весомую экономию капитальных вложений. Однако при этом суммарная продуктивность скважин может оказаться несколько меньшей, чем сумма значений продуктивности пластов при их раздельной разработке, затрудняется управление процессом разработки. Так, при наличии в разрезе месторождения четырех примерно одинаковых продуктивных пластов могут быть рассмотрены следующие варианты: выделение каждого пласта в самостоятельный объект, выделение двух двух-пластовых объектов, объединение всех пластов в один объект. При значительной неоднородности пластов-коллекторов и существенных различиях их толщины и проницаемости количество возможных вариантов может быть увеличено (например, объединение в один объект двух средних пластов, в другой — верхнего и нижнего пластов; выделение одно-пластового и трех-пластового объектов). Могут быть выбраны также промежуточные варианты, при которых в добывающих скважинах продуктивные пласты перфорируют совместно, а нагнетание воды проводят раздельно в пары пластов или даже в каждый пласт в отдельности. Таким образом, выделение объектов разработки является оптимизационной задачей.

При выделении объектов разработки, состоящих из нескольких пластов, необходимо, чтобы выполнялись следующие геологические требования:

- объединяемые для совместной разработки пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности, что предопределяет их расположение на близких глубинах, небольшие различия в начальном пластовом давлении и температуре и т.д.;
- природные режимы пластов должны быть одинаковыми;
- пласты должны быть идентичными по литологии и типу коллекторов во избежание различий в характере перемещения жидкости в пластах с разной структурой

пустотного пространства, в степени разрушения прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин и т.д.;

- желательно, чтобы пласты мало различались по проницаемости и неоднородности, что способствует приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притоку нефти из всех пластов при общем забойном давлении;
- между выделяемыми эксплуатационными объектами должны иметься надежные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков жидкости между соседними по разрезу объектами;
- вязкость нефти в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах одинаковой, что обеспечивает общие закономерности процесса вытеснения нефти;
- нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества во избежание смеси нефти, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки (например, нельзя объединять пласты с сернистой и бессернистой нефтью);
- эксплуатационный объект должен иметь значительные запасы на единицу своей площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин.

Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В соответствии с п. 108-109 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН-2018 г.), выделение эксплуатационных объектов осуществляется с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи. В единые объекты эксплуатации объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Продуктивный разрез рассматриваемого участка Котыртас Северный месторождения Кенбай характеризуется многопластовым строением, низкой выработанностью ряда подсчетных объектов. Это обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных разрезов с учетом технических и технологических возможностей разработки эксплуатационных объектов для полной выработки неизвлеченных запасов.

В результате детальной попластовой корреляции с привлечением данных опробования и интерпретации ГИС в пределах триасового комплекса (средний и верхний триас) отложений участка по характеру насыщения выявлено 7 продуктивных горизонтов

– 4 нефтяные залежи Т, Т-IV, Т-V, Т-VI и 3 газонефтяные залежи – Т-I, Т-II и Т-III. Сложение пород характеризуются терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа.

Нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, выклинивающиеся в северном и западном направлениях, коллектора часто не выдержаны по площади и разрезу.

В рамках настоящего проекта предлагается оставить ранее принятое выделение эксплуатационных объектов без изменения, утвержденным проектом «Проект разработки ...» (Протокол ЦКРР №54/4 от 22.08.2024 г.) на участке данные горизонты были выделены в 2 эксплуатационных объекта, следующим образом:

- **I объект** – триасовые горизонты – Т, Т-I, Т-II, Т-III;
- **II объект** – триасовые горизонты Т-IV, Т-V.

В таблице 3.4.1 приведены исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов и пластов.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов и горизонтов

Параметры	Объекты					
	I				II	
	Горизонты					
	T	T-I	T-II	T-III	T-IV	T-V
Средняя глубина залегания залежи, м	-981,6	-998,9	-1040,3	-1089,9	-1147,5	-1167,9
Тип залежи	Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные					
Тип коллектора	Терригенные, поровые					
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	330	1553	1744	3337	3199	768
ВНК, м	-970,7м; -1010м	-995,1м; -1021,3м	-1035,4м; -1081,6м;	-1050м; -1162,6м;	-1153,0м; -1221,3м	-1153,0м; -1206,5м
Средняя общая толщина коллектора, м	5,2	7,6	10	30,8	31,7	20,2
*Средняя газонасыщенная толщина, м	-	4,5	3	1,7	13,9	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,2	4,5	4,5	6,9	9,6	5,1
Пористость по ГИС, доли ед.	0,25	0,26	0,25	0,24	0,22	0,22
Пористость по керну, доли ед.	0,261	0,267	0,226	0,253	0,24	0,263
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,65	0,68	0,61	0,64	0,69	0,57
*Средняя газонасыщенность, доли ед.	-	0,65	0,61	0,73	-	-
Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм²	192,21	99,6	11,85	14,73	232,47	-
Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм²	27,1				16,5	
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,4	0,3	0,24	0,13	0,2	0,26
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,9	2	2,5	4,2	5,2	4,3
Пластовая температура, оС	40,9	40,9	41,3	42	42,9	44,3
Пластовое давление, МПа	10,9	10,9	11,2	11,6	12,2	13,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,9	3,9	3,9	3,6	5,3	5,6
Газосодержание нефти, м³/т	65,85	65,85	65,85	58,09	103,02	109,67
Плотность нефти в пласт. усл., г/см³	0,743	0,743	0,742	0,747	0,717	0,709
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с	1,9	1,9	1,8	1,9	1,5	1,4
Объемный коэфф-т нефти, доли ед.	1,19	1,19	1,22	1,221	1,286	1,354
Плотность нефти в пов. усл., г/см³	0,807	0,807	0,836	0,854	0,806	0,809
Содержание в нефти серы, %	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3

Содержание в нефти парафина, %	0,14	0,14	0,98	1,3	0,8	0,8
Плотность воды в пласт. усл., т/м ³	1,165	1,166	1,172	1,154	1,162	1,138
Вязкость воды в пласт. усл., мПа·с	-	-	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т В+С1	108	643	698	2129	2837	305
по категории С2, тыс.т	-	29	249	467	444	-
Начальные извлекаемые запасы нефти В+С1, тыс.т	13,2	71,4	73,8	232,3	446,6	30,8
по категории С2, тыс.т	-	2,7	23,5	44	64,6	-
Коэффициент нефтеизвлечения В+С1, доли ед.	0,109				0,152	
по категории С2, доли ед.	0,094				0,146	

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

Учитывая текущее состояние разработки продуктивных горизонтов с целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрено 2 варианта разработки.

Первый вариант. Первый вариант предусматривает продолжение разработки месторождения согласно утвержденному варианту «Проекта разработки...» 2024г с корректировкой на текущее состояние. Предусматривается проведение ГРП по 4 скважинам, 19 дополнительных прострелов и 11 переводов добывающих скважин между объектами. Рекомендуемые мероприятия по скважинам в рамках первого варианта представлены в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 – Программа проведения ГТМ по 1 варианту разработки

№ скв	Год проведения	Объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
124	2026	I	Доп. прострел	1
67	2026	I	Доп. прострел	1
10	2027	I	ГРП	0,5
74	2027	I	Доп. прострел	0,3
134	2027	I	Перевод с др. об.	2
76	2027	I	Доп. прострел	0,3
123	2027	I	Доп. прострел	1
109	2027	I	Перевод с др. об.	2
60	2028	I	ГРП	0,5
64	2028	I	Доп. прострел	1
95	2030	I	ГРП	0,5
78	2030	I	Перевод с др. об.	2
10	2030	I	Доп. прострел	0,3
130	2030	I	Перевод с др. об.	2
93	2031	I	Перевод с др. об.	2
38	2031	I	Доп. прострел	0,3
135	2031	I	Доп. прострел	0,3
71	2032	I	Перевод с др. об.	1,9
129	2032	I	Перевод с др. об.	2

№ скв	Год проведения	Объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
126	2032	I	Перевод с др. об.	2
68	2032	I	Перевод с др. об.	2
124	2032	I	ГРП	0,5
132	2033	I	Доп. прострел	0,3
126	2026	II	Доп. прострел	0,3
93	2026	II	Доп. прострел	0,3
129	2027	II	Доп. прострел	0,3
127	2028	II	Доп. прострел	0,3
125	2029	II	Доп. прострел	0,3
75	2029	II	Доп. прострел	0,3
79	2030	II	Доп. прострел	0,3
121	2032	II	Доп. прострел	0,3
74	2035	II	Перевод с др. об.	0,7
76	2035	II	Перевод с др. об.	1,2

Второй вариант (рекомендуемый). Второй вариант предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки переходящим фондом скважин, ввод из консервации 2 скважин (№№11,148), 14 переводов добывающих скважин между объектами и 4 дополнительных прострела.

Программа проведения ГТМ по второму варианту разработки представлена в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 – Программа проведения ГТМ по 2 варианту разработки

№ скв	Год проведения	Объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
124	2026	I	Доп. прострел	1
67	2026	I	Доп. прострел	1
134	2027	I	Перевод с др. об.	2
123	2027	I	Доп. прострел	1
109	2027	I	Перевод с др. об.	2
93	2028	I	Перевод с др. об.	2
64	2028	I	Доп. прострел	1
126	2029	I	Перевод с др. об.	2
125	2029	I	Перевод с др. об.	2
129	2030	I	Перевод с др. об.	2
78	2030	I	Перевод с др. об.	2
130	2030	I	Перевод с др. об.	2
79	2031	I	Перевод с др. об.	2
71	2032	I	Перевод с др. об.	2
68	2032	I	Перевод с др. об.	2
148	2026	II	Ввод из конс.	11
11	2028	II	Ввод из конс.	1,2
76	2033	II	Перевод с др. об.	1,2
60	2036	II	Перевод с др. об.	1,2
124	2040	II	Перевод с др. об.	1,2

Таблица 3.4.4 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты	Объект	
		I	II
Режим разработки	1-2	Водонапорный	
Расстояние между скважинами, м	1	275	256
	2	269	250
Плотность сетки, $10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$	1	7,6	6,5
	2	7,3	6,3
Режим работы добывающих скважин:	1-2	$R_{заб} \geq 0,30 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,30 \cdot R_{нас}$
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1-2	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации добывающих скважин, доли ед.:	1-2	0,95	0,95

3.4.3 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем отчете 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 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. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

3.4.4 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения ($K_{охв}$) понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения ко всему поровому объему пласта.

Для расчета коэффициента охвата процессом вытеснения использована следующая формула:

$$K_{охв} = k_1' \cdot k_1'',$$

где k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон;

k_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $h_{н\ min}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку, отсюда:

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

где $h_{эф.внз}$ – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

В свою очередь, доля геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной:

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

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.

Коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов (k_1'') получен по формуле:

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

где m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной или избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$. В случае, когда залежь разрабатывается на естественном активном упруговодогазонапорном или водонапорном режимах без искусственного ППД, $m_p = 2$;

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

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

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

Как было указано выше, в формуле КИН коэффициент K_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке воды (вытесняющего агента). Его величина зависит от различия физических свойств нефти и воды (вытесняющего агента), проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и воды (рабочего агента) и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Учитывая многосластовость и сложное геологическое строение разрабатываемых объектов, рекомендуется предусмотреть резервный фонд скважин в количестве до 10% от общего фонда с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда. Сроки бурения скважин резервного фонда и их местоположение определять после ввода в эксплуатацию основного фонда скважин, изучения геологической неоднородности пласта и состояния разработки объекта.

Обоснование количества резервных скважин

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

На I объект – 1 скважина №150; 151, 152, 153, 154;

На II объект – 2 скважины №155, 156, 157, 158, 159.

Необходимость бурения и местоположение резервных скважин будет уточняться в ходе разработки.

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

Общие положения

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

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

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

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

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

Экономические и финансовые допущения

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

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть согласно маропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены на нефть с 2031 изменяются с учетом инфляции 2,5%.

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

Реализация по направлениям	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Ближнее зарубежье	%	53%	100%	100%	100%	100%
Внутренний рынок	%	47%	0%	0%	0%	0%
Транспортные тарифы по направлениям						
Ближнее зарубежье	тг/тонн	21793	21915	21893	21873	21850
Внутренний рынок	тг/тонн	9752	10678	10824	10865	10922
Цены по направлениям						
Ближнее зарубежье с учетом скидки	тг/тонн	207619	207619	211507	211507	211507
Внутренний рынок	тг/тонн	92782	96673	99657	102571	107338
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

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, а также на основе бюджета недропользователя на 2026-2030гг.:

- Бурение и обустройство скважин;
- Модернизация объектов на месторождении;
- ПИР по строительству;
- Закуп основных средств.

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 нефти. Нормативы производственных затрат определены на основе анализа данных по бюджету АО «Эмбаунайгаз» на 2026 год.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда и обучение персонала;
- услуги производственного и непроизводственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- прочие расходы;
- 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 нефти. Оплата труда персонала рассчитывалась исходя из численности персонала, рассчитанной по

нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

Услуги производственного и непроизводственного характера рассчитывались от фонда скважин.

Услуги сторонних организаций производственного характера включают затраты на транспортные услуги, охрана объектов, охрана труда и ТБ, техобслуживание и содержание ОС, услуги по хранению.

Услуги сторонних организаций не производственного характера включены затраты на связь, страхование, медобслуживание работников, услуги по стирке спецодежды, затраты на спецпитание.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2. При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2027 г. - 5%, с 2031 г. - 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.

Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

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

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

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/тн.н	1302,10
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	152,70
Расходы на материалы	тг/тн.н	2537,80
Ремонт автодорог	тыс.тг/скв	29,80
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг/скв	546,97
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	603,13
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	3,95
НИР	тыс.тг/скв	2341,79
Геофизические работы	тыс.тг/скв	265,93
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	1011,13
Охрана объектов	тыс.тг/скв	979,16
Аренда	тыс.тг/скв	1086,61
Страхование	тыс.тг/скв	185,38
Расходы на экологию	тыс.тг/скв	20,18
Потери нефти	%	0,6988%
Газпроцессинг	тенге/м3 газа	49,50
Потери нефти	%	0,6204%
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Ликвидация	тыс.тг	9960,30

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Вывод из консервации нагнетательных	тыс.тг	15178,96
ФОТ ОПП на 1 работника ОПП в месяц	тг	819 398,10
Пособия и выплаты+путевки	тыс.тг/чел	815,09
Плата за пользование зем участками	тыс.тг/год	243,89
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/год	292,39

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

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

Налоги и прочие платежи

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

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.5.5).
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.6).
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.5.7).
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов.
- Социальный налог по ставке -11%.
- Социальные отчисления - 5%.

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчислений упрощается.

- ОСМС – 3%.

Таблица 3.5.4 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем добычи	Ставка, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5
2.	До 500 000 тонн включительно	7
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12

8.	До 7 000 000 тонн включительно	13
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18

Таблица 3.5.5 – 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 3.5.6 - 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
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

Ставка дисконтирования

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

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Как и в настоящее время, разработка залежей участка будет реализовываться на естественном режиме. С целью обоснования КИН рассмотрено 2 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин и количеством геолого-технических мероприятий.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 2 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки, проектный уровень добычи нефти в целом по участку в количестве 17,6 тыс. т будет достигнут в 2027 г., темп отбора от НИЗ при этом составит 2%.

Прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и участку в целом по 2 рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.1.1-4.1.6. Прогнозные технологические показатели разработки по объектам и в целом по участку по 1 варианту представлены в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.12.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по участку. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	57	1	0	1	1	0	34	1,4	5,3
2027	0	0	0	57	0	0	2	2	0	32	1,6	5,7
2028	0	0	0	57	1	0	1	1	0	32	1,5	5,7
2029	0	0	0	57	0	0	1	1	0	31	1,4	5,5
2030	0	0	0	57	0	0	1	1	0	30	1,4	5,3
2031	0	0	0	57	0	0	1	1	0	29	1,3	5,1
*2032	0	0	0	57	0	0	1	1	0	28	1,2	5,0
2033	0	0	0	57	0	0	2	2	0	26	1,2	4,8
2034	0	0	0	57	0	0	0	0	0	26	1,0	4,7
2035	0	0	0	57	0	0	2	2	0	24	0,9	4,6
2036	0	0	0	57	0	0	1	1	0	23	0,8	4,6
2037	0	0	0	57	0	0	5	5	0	18	0,8	4,7
2038	0	0	0	57	0	0	4	4	0	14	0,8	4,8
2039	0	0	0	57	0	0	1	1	0	13	0,7	4,9
2040	0	0	0	57	0	0	7	7	0	6	0,7	5,1

*Последний рентабельный год

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки в целом по участку. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м³		Добыча газа из ГШ, млн.м³		Общая добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							год.	накоп.	год.	накоп.	год.	накоп.
2026	16,4	1,9	11,7	744,5	85,8	0,111	61,9	1508,9	73,5	2,478	58,799	1,675	11,756	4,153	70,554
2027	17,6	2,0	14,2	762,1	87,8	0,113	63,1	1572,0	72,2	2,564	61,363	3,313	15,069	5,877	76,431
2028	16,7	1,9	15,8	778,8	89,7	0,116	62,7	1634,7	73,4	2,276	63,639	1,315	16,384	3,591	80,022
2029	15,3	1,8	17,1	794,0	91,5	0,118	60,5	1695,3	74,8	1,957	65,596	0,537	16,921	2,494	82,516
2030	14,4	1,7	19,4	808,4	93,1	0,120	55,9	1751,1	74,3	1,674	67,270	0,300	17,221	1,974	84,490
2031	13,3	1,5	22,3	821,7	94,7	0,122	52,4	1803,6	74,7	1,403	68,673	0,080	17,301	1,483	85,973
*2032	12,1	1,4	26,3	833,8	96,1	0,124	49,6	1853,1	75,5	1,144	69,817	0,069	17,370	1,213	87,186
2033	10,9	1,3	31,8	844,7	97,3	0,126	44,8	1897,9	75,8	0,93	70,747	0,059	17,429	0,989	88,175
2034	9,4	1,1	40,5	854,1	98,4	0,127	42,3	1940,2	77,7	0,758	71,505	0,051	17,480	0,809	88,984
2035	8,0	0,9	58,2	862,1	99,3	0,128	40,7	1980,9	80,2	0,617	72,122	0,033	17,513	0,650	89,634
2036	6,9	0,8	-	869,1	100,1	0,129	38,3	2019,2	81,8	0,531	72,653	0,029	17,542	0,560	90,194
2037	5,7	0,7	-	874,8	100,8	0,130	33,6	2052,8	83,0	0,434	73,087	0,025	17,567	0,459	90,653
2038	4,3	0,5	-	879,1	101,3	0,131	27,0	2079,8	84,0	0,313	73,400	0,021	17,588	0,334	90,987
2039	3,4	0,4	-	882,5	101,7	0,131	23,5	2103,2	85,6	0,251	73,651	0,018	17,606	0,269	91,256
2040	2,4	0,3	-	884,9	102,0	0,132	16,9	2120,1	85,7	0,219	73,870	0,015	17,621	0,234	91,490

*Последний рентабельный год

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	36	0	0	0	2	2	0	15	1,8	6,6
2027	0	0	0	38	2	0	0	0	0	0	17	1,7	6,5
2028	0	0	0	39	1	0	0	1	1	0	17	1,6	6,1
2029	0	0	0	41	2	0	0	0	0	0	19	1,4	5,7
2030	0	0	0	44	3	0	0	1	1	0	21	1,4	5,2
2031	0	0	0	45	1	0	0	1	1	0	21	1,3	5,0
2032	0	0	0	47	2	0	0	0	0	0	23	1,2	4,8
2033	0	0	0	47	0	0	0	3	3	0	20	1,1	4,7
2034	0	0	0	47	0	0	0	0	0	0	20	1,0	4,6
2035	0	0	0	47	0	0	0	1	1	0	19	0,9	4,6
2036	0	0	0	47	0	0	0	2	2	0	17	0,8	4,7
2037	0	0	0	47	0	0	0	3	3	0	14	0,7	4,7
2038	0	0	0	47	0	0	0	3	3	0	11	0,7	4,8
2039	0	0	0	47	0	0	0	1	1	0	10	0,6	4,8
2040	0	0	0	47	0	0	0	7	7	0	3	0,6	4,9

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих							год.	накоп.
2026	9,5	2,4	9,7	302,6	77,5	0,085	35,6	632,9	73,4	1,231	17,543
2027	9,2	2,3	10,4	311,8	79,8	0,087	35,1	667,9	73,9	1,099	18,642
2028	9,4	2,4	11,9	321,2	82,2	0,090	35,9	703,8	74,0	1,029	19,671
2029	9,2	2,3	13,2	330,3	84,6	0,092	36,0	739,8	74,5	0,915	20,586
2030	9,6	2,5	15,9	339,9	87,0	0,095	36,7	776,5	73,9	0,863	21,449
2031	9,5	2,4	18,7	349,4	89,4	0,098	36,8	813,3	74,2	0,759	22,208
2032	9,2	2,4	22,3	358,6	91,8	0,100	37,2	850,5	75,3	0,644	22,852
2033	8,3	2,1	26,0	366,9	93,9	0,103	35,2	885,7	76,4	0,499	23,351
2034	7,0	1,8	29,6	373,9	95,7	0,105	32,6	918,4	78,5	0,350	23,701
2035	6,0	1,5	36,0	379,9	97,3	0,106	31,8	950,1	81,1	0,270	23,971
2036	5,0	1,3	46,8	384,9	98,5	0,108	29,5	979,7	83,1	0,200	24,171
2037	4,0	1,0	69,7	388,9	99,6	0,109	25,7	1005,4	84,6	0,139	24,310
2038	3,0	0,8	-	391,9	100,3	0,110	21,0	1026,4	85,7	0,090	24,400
2039	2,3	0,6	-	394,2	100,9	0,110	17,9	1044,3	87,0	0,069	24,469
2040	1,4	0,3	-	395,5	101,3	0,111	11,3	1055,6	88,0	0,041	24,510

Таблица 4.1.5 – Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	47	0	1	0	2	2	0	19	1,1	4,2
2027	0	0	0	47	0	0	0	4	4	0	15	1,5	5,0
2028	0	0	0	48	0	1	0	1	1	0	15	1,4	5,2
2029	0	0	0	48	0	0	0	3	3	0	12	1,3	5,3
2030	0	0	0	48	0	0	0	3	3	0	9	1,3	5,4
2031	0	0	0	48	0	0	0	1	1	0	8	1,3	5,5
2032	0	0	0	48	0	0	0	3	3	0	5	1,3	5,6
2033	0	0	0	49	1	0	0	0	0	0	6	1,4	5,2
2034	0	0	0	49	0	0	0	0	0	0	6	1,2	4,8
2035	0	0	0	49	0	0	0	1	1	0	5	1,1	4,8
2036	0	0	0	50	1	0	0	0	0	0	6	1,0	4,5
2037	0	0	0	50	0	0	0	2	2	0	4	1,0	4,5
2038	0	0	0	50	0	0	0	1	1	0	3	1,1	4,9
2039	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	3	1,0	5,4
2040	0	0	0	51	1	0	0	1	1	0	3	1,0	5,3

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м3		Добыча газа из ГП, млн.м³		Общая добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							год.	накоп.	год.	накоп.	год.	накоп.
2026	6,9	1,5	16,3	441,8	92,6	0,141	26,3	876,0	73,7	1,247	41,255	1,675	1,675	2,922	42,930
2027	8,4	1,8	23,7	450,3	94,3	0,143	28,1	904,1	70,0	1,465	42,720	3,313	4,988	4,778	47,708
2028	7,3	1,5	27,0	457,6	95,9	0,146	26,8	930,9	72,6	1,247	43,967	1,315	6,303	2,562	50,270
2029	6,1	1,3	31,0	463,7	97,1	0,148	24,6	955,5	75,1	1,042	45,009	0,537	6,840	1,579	51,849
2030	4,8	1,0	34,9	468,5	98,1	0,149	19,2	974,7	75,1	0,811	45,820	0,300	7,140	1,111	52,960
2031	3,8	0,8	42,5	472,3	98,9	0,150	15,6	990,3	75,8	0,644	46,464	0,080	7,220	0,724	53,684
2032	2,9	0,6	57,6	475,2	99,5	0,151	12,3	1002,6	76,2	0,500	46,964	0,069	7,289	0,569	54,253
2033	2,5	0,5	-	477,8	100,1	0,152	9,6	1012,2	73,5	0,431	47,395	0,059	7,348	0,490	54,743
2034	2,4	0,5	-	480,2	100,6	0,153	9,6	1021,9	75,1	0,408	47,803	0,051	7,399	0,459	55,202
2035	2,0	0,4	-	482,2	101,0	0,153	9,0	1030,8	77,2	0,347	48,150	0,033	7,432	0,380	55,582
2036	1,9	0,4	-	484,2	101,4	0,154	8,7	1039,6	77,7	0,331	48,481	0,029	7,461	0,360	55,942
2037	1,7	0,4	-	485,9	101,8	0,155	7,8	1047,4	77,9	0,295	48,776	0,025	7,486	0,320	56,262
2038	1,3	0,3	-	487,2	102,1	0,155	6,0	1053,3	78,0	0,223	48,999	0,021	7,507	0,244	56,506
2039	1,1	0,2	-	488,3	102,3	0,155	5,6	1058,9	80,8	0,182	49,181	0,018	7,525	0,200	56,706
2040	1,0	0,2	-	489,3	102,5	0,156	5,6	1064,5	81,2	0,178	49,359	0,015	7,540	0,193	56,899

Таблица 4.1.7 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

Наименование	Объекты	
	I	II
Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв	9,3	6,5
Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв	7,3	6,3
Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	9,6	8,4
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	2,5	1,8
Год выхода на проектный уровень	2030	2027
Продолжительность проектного уровня, годы	1	1
Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	36,7	28,1
Фонд добывающих скважин за весь срок разработки, шт.	47	51
Фонд добывающих скважин для бурения, всего, шт.	0	0
Фонд резервных скважин, шт.	0	0
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. т:	98,7	42,8
Накопленная добыча жидкости за проектный период, тыс. т:	429,1	162,5
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т:	391	477
Накопленная добыча жидкости с начала разработки, тыс. т:	1026,4	1012,2
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,109	0,152
Средняя обводненность к концу разработки, %	85,7	73,5

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

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

Так как выполнение контрактных обязательств относится к каждому недропользователю отдельно такие пункты как Плотность сетки скважин, Коэффициент компенсации отборов, Соотношение добывающих и нагнетательных скважин, не отражают действительности и носят лишь формальный характер.

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

В таблице 4.1.8 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.

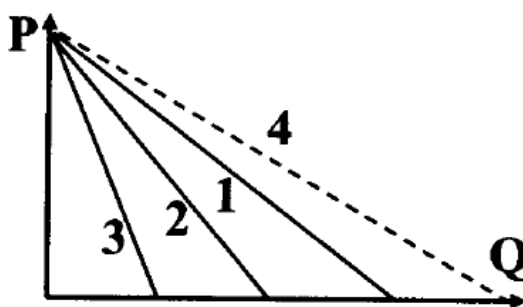
Таблица 4.1.8 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№№ п/п	Параметры	Объекты	
		I	II
1	Плотность сетки скважин на начало разбурирования, га/скв	9,1	6,5
	Плотность сетки скважин на конец разбурирования, га/скв	7,1	6,3
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	-	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	±10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1	
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас}$	
		$R_{заб} \geq 0,3 * R_{нас}$	
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$R_{пл} = R_{заб} + \Delta P$, где минимальное $R_{заб} \geq 0,3 * R_{нас}$	
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	150*	
7	Объемы добычи углеводородов, тыс. т.	±10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1	
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	-	
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1	

* Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам принимается на 10% выше текущего ГФ (текущий ГФ 150 м³/т).

Обоснование по принятым показателям по пункту «Соотношение забойного давления к давлению насыщения»

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

**Рис. 4.1.1 – Индикаторные диаграммы для притока однофазной жидкости**

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

$$q = K_{\text{факт}}(P_{\text{пл}} - P_c) \quad \text{для } P_c > P_{\text{нас}}$$

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

для $P_c \leq P_{\text{нас}}$

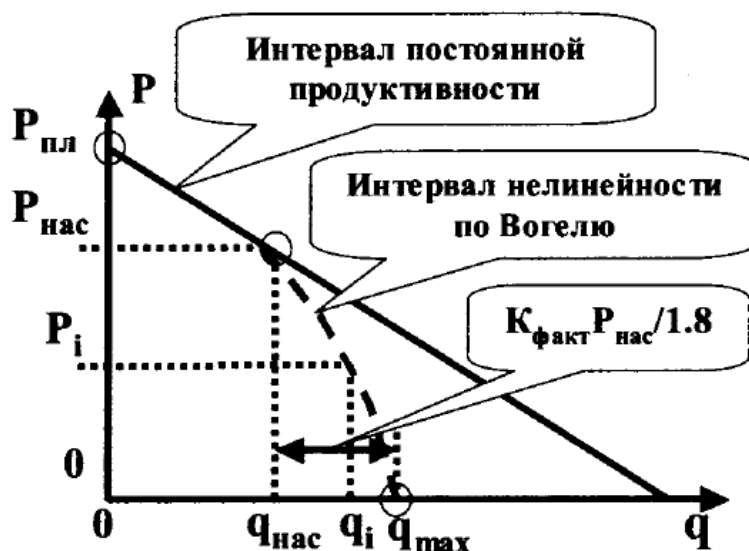


Рис. 4.1.2 – Индикаторная диаграмма Вогеля

Данная зависимость является попыткой отобразить в виде уравнения (или диаграммы) факт снижения производительности скважины при снижении давления ниже давления насыщения и не имеют более глубокой физической основы.

Реальные эффекты могут быть существенно более сложными. В частности, выделение газовой фазы в пласте приводит к столь сильному уменьшению фазовой проницаемости нефти, что индикаторной линии наблюдается инверсия (рис 5.4.3) – т.е. при дальнейшем увеличении депрессии дебит начинает падать.

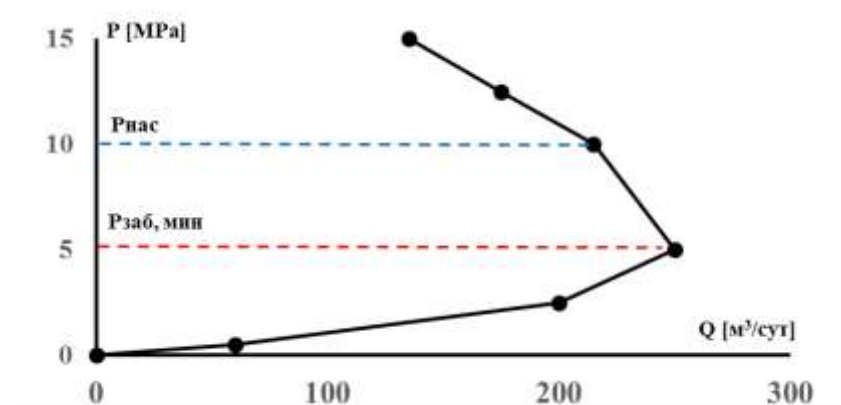


Рис. 4.1.3 – Индикаторные диаграммы при давлении ниже давления насыщения

В рамках настоящего ДПР пункт «Соотношение забойного давления к давлению насыщения» был принят по текущим показателям скважины основываясь проведенным исследованиям по методу установившихся режимов (МУО) и составлением индикаторных диаграмм.

Анализ результатов исследовательских работ, выполненных по методам установившихся режимов (МУО) для ряда скважин (рисунки 4.4–4.23, таблица 4.1.2), показывает, что при работе скважин с забойным давлением ниже давления насыщения снижение коэффициента продуктивности по нефти и дебита нефти не наблюдается, что свидетельствует об устойчивом режиме фильтрации.

Для скважин, работающих ниже давления насыщения, значения соотношения $R_{заб}/R_{нас}$ изменяются в пределах 0,13–0,78, при этом среднее значение составляет около 0,3. В связи с этим в настоящем ДПР по объектам I и II принято использовать усреднённое фактическое значение $R_{заб}/R_{нас} = 0,3$ в качестве ориентировочного показателя при работе ниже давления насыщения.

Принятое значение отражает реальные условия эксплуатации фонда и будет уточнено по результатам проведения экспериментальной программы по определению минимально допустимого забойного давления.

I объект.

Ниже приведены результаты исследовательских работ по методам установившихся режимов (МУО) по скважинам №№ 76, 124 (рисунки 4.4 - 4.7).

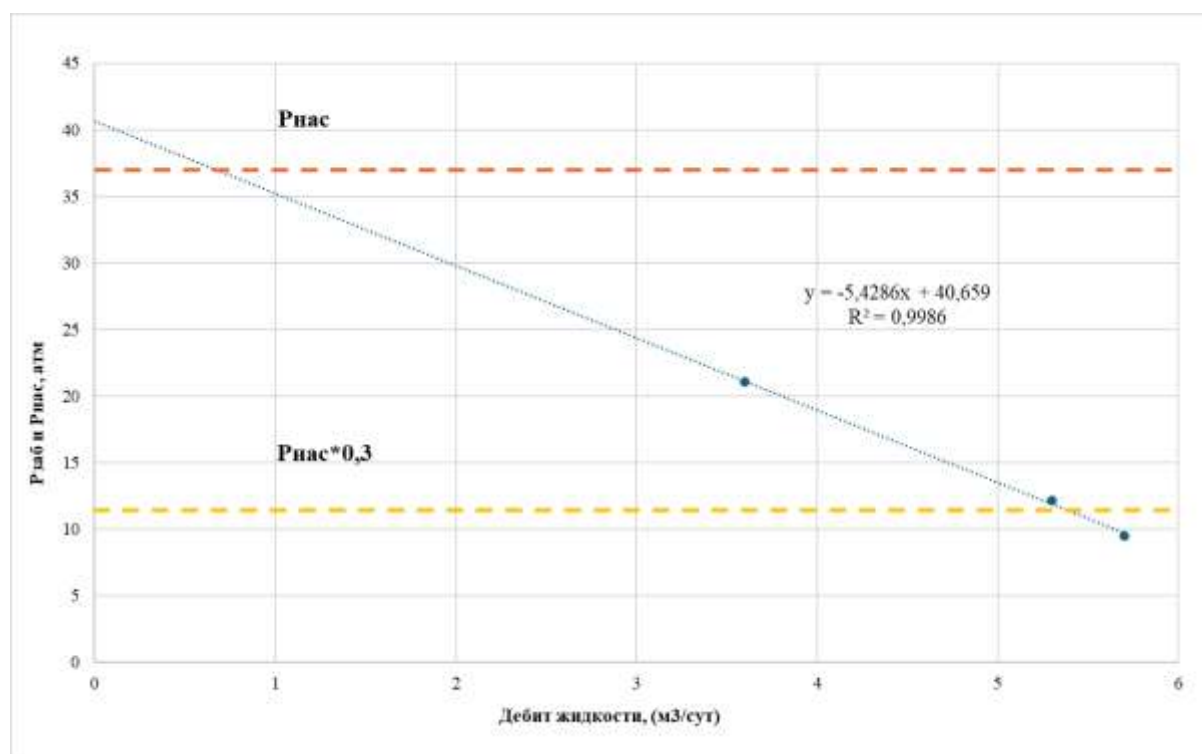


Рис. 4.1.4 – Индикаторные диаграмма скважины №76

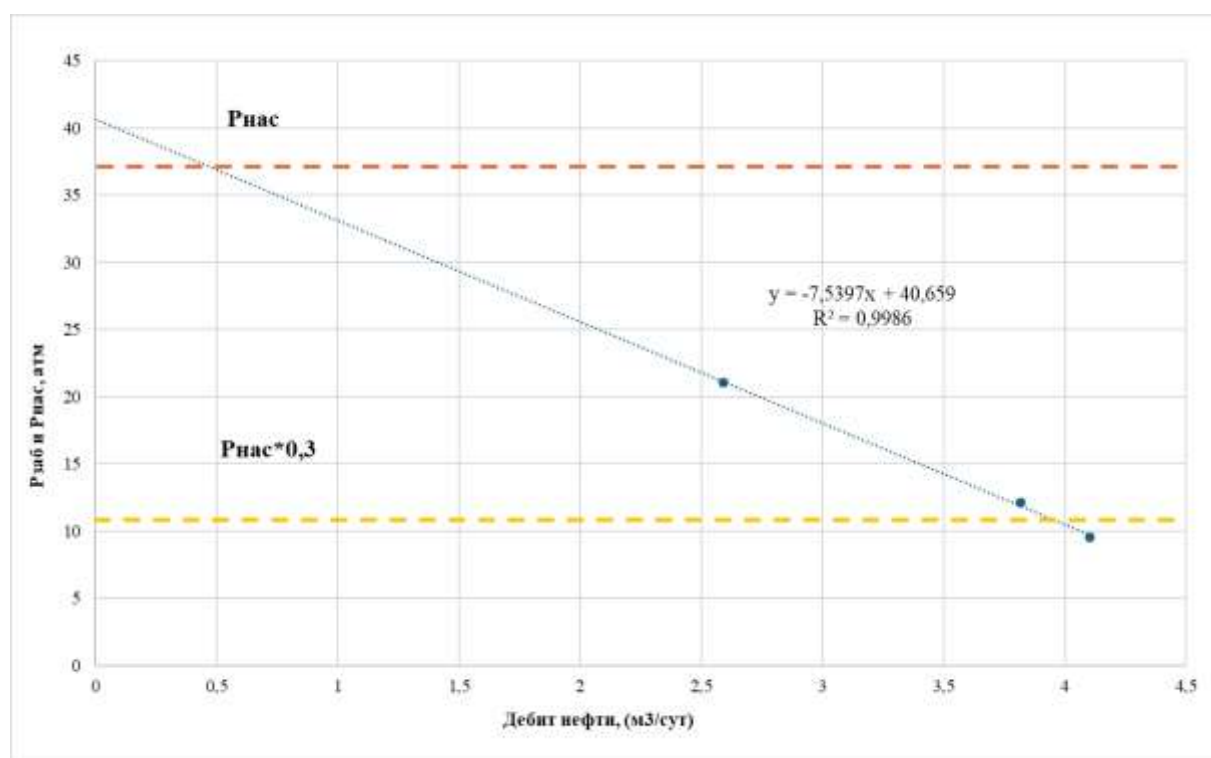


Рис. 4.1.5 – Индикаторные диаграмма скважины №76

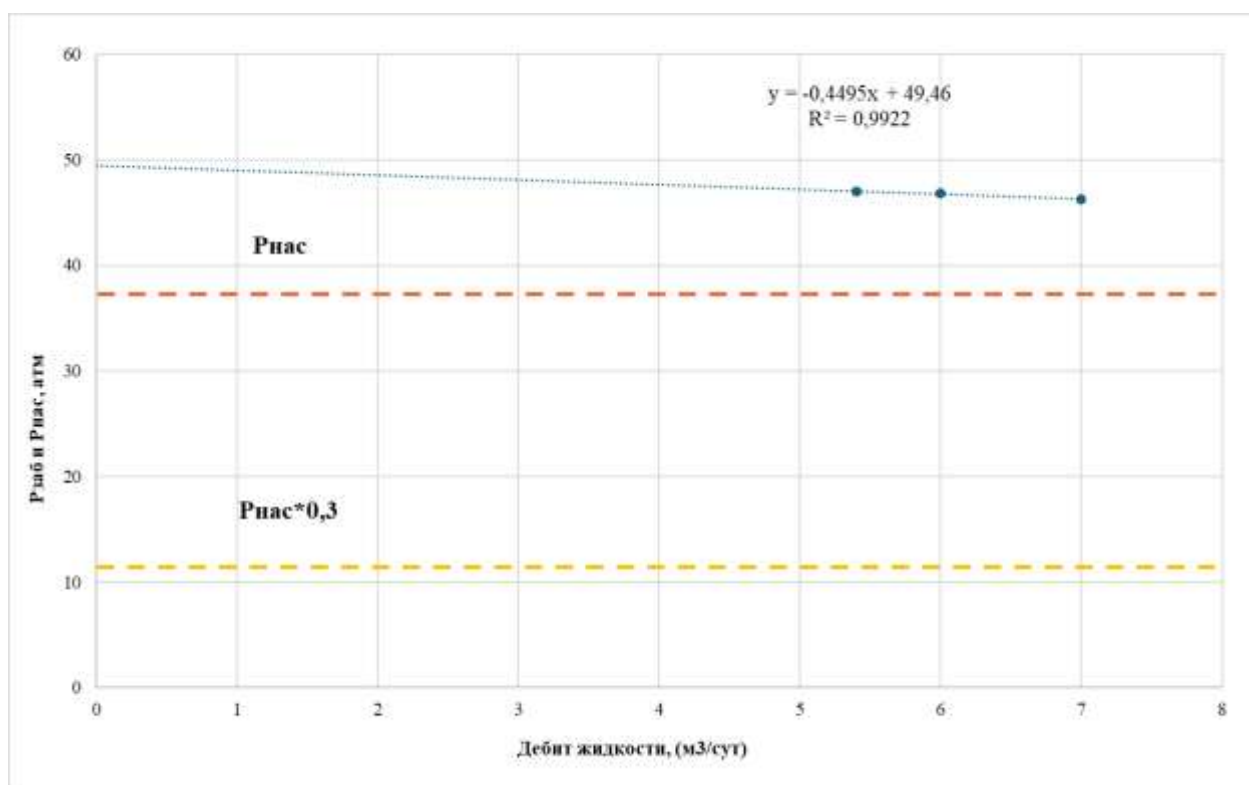


Рис. 4.1.6 – Индикаторные диаграмма скважины №124

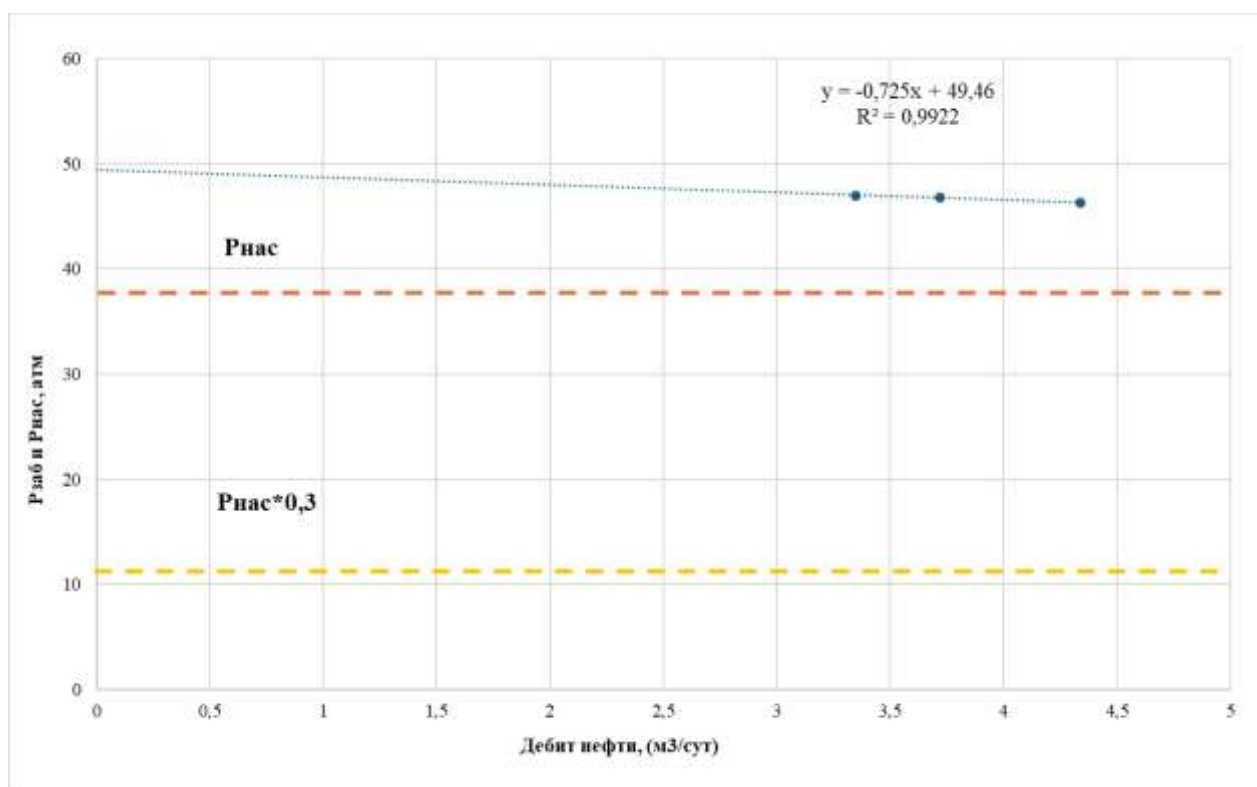


Рис. 4.1.7 – Индикаторные диаграмма скважины №124

II объект.

Ниже приведены результаты исследовательских работ по методам установившихся режимов (МУО) по скважинам №№ 93, 121, 125, 75, 71 (рисунки 4.8 - 4.15).

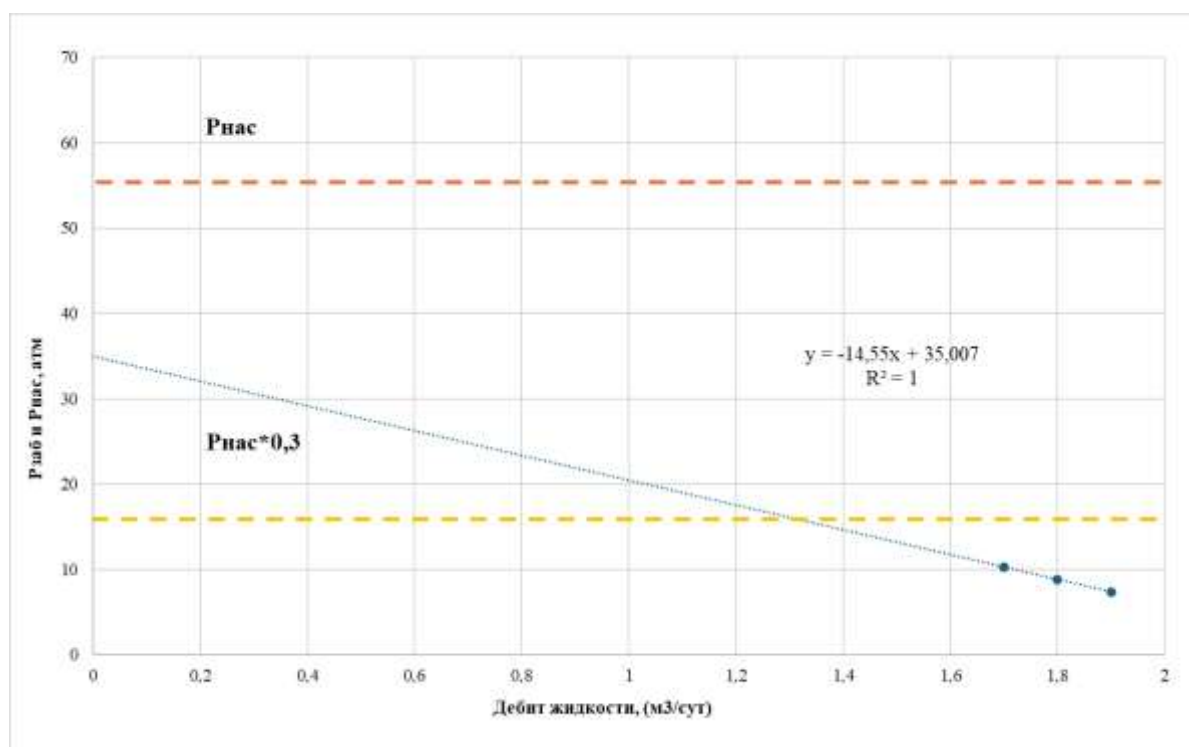


Рис. 4.1.8 – Индикаторные диаграмма скважины №93

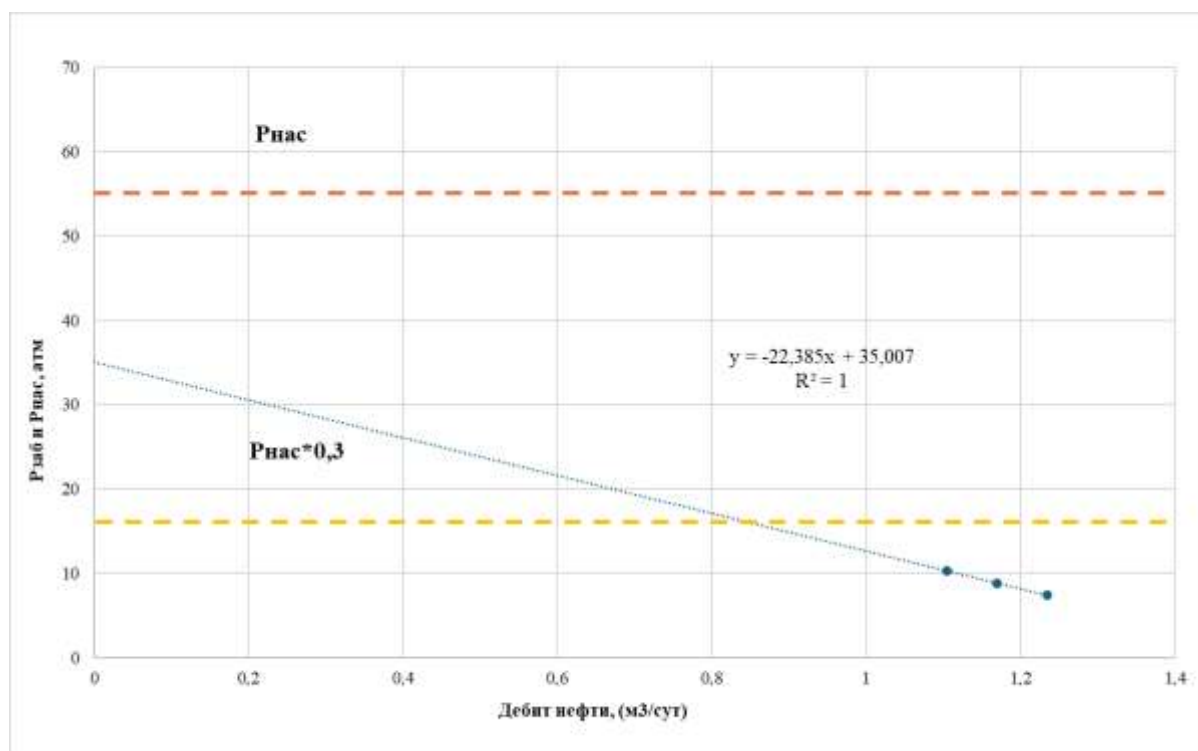


Рис. 4.1.9 – Индикаторные диаграмма скважины №93

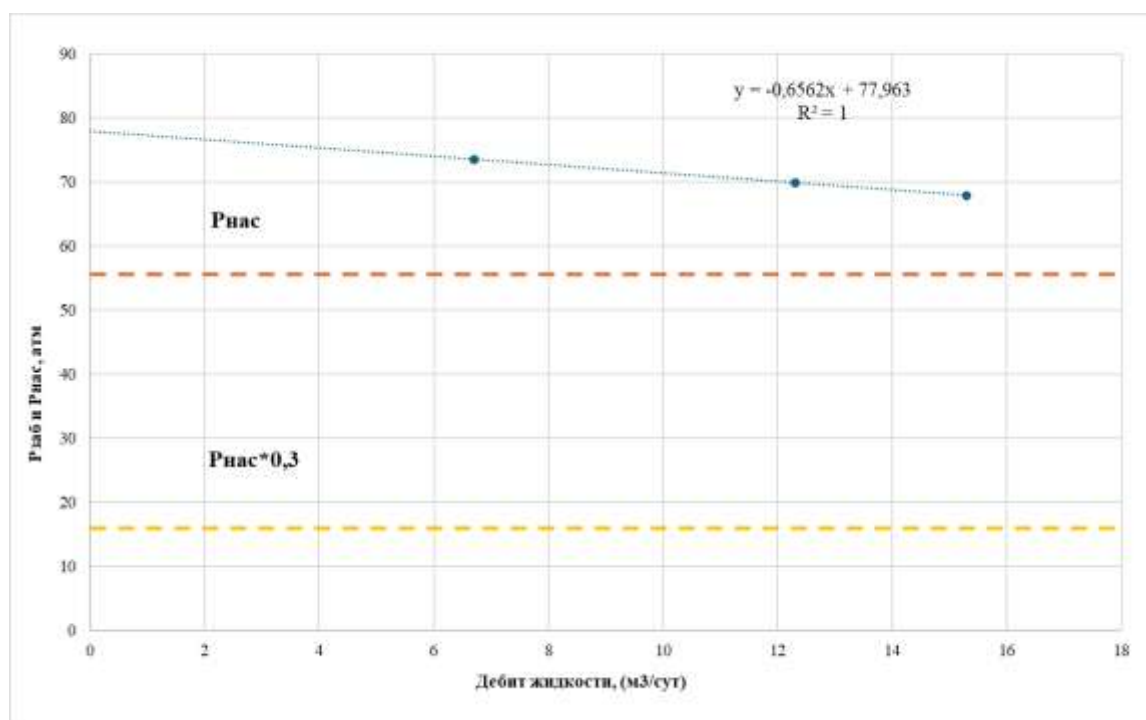


Рис. 4.1.10 – Индикаторные диаграмма скважины №121

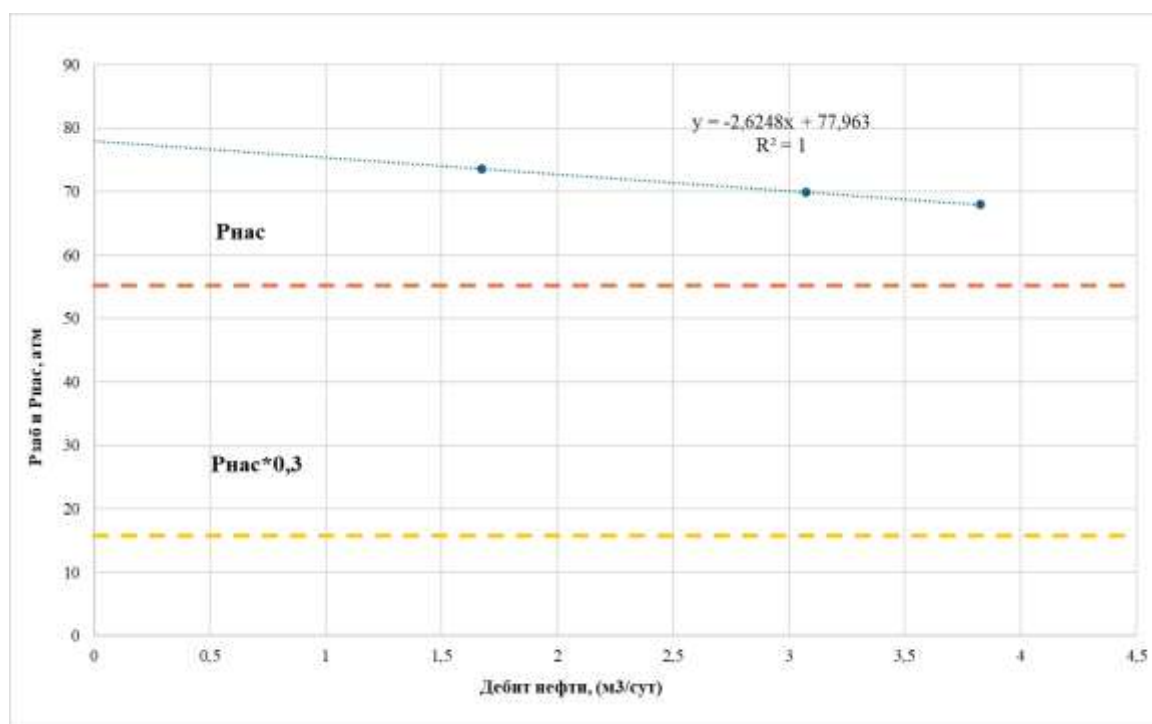


Рис. 4.1.11 – Индикаторные диаграмма скважины №121

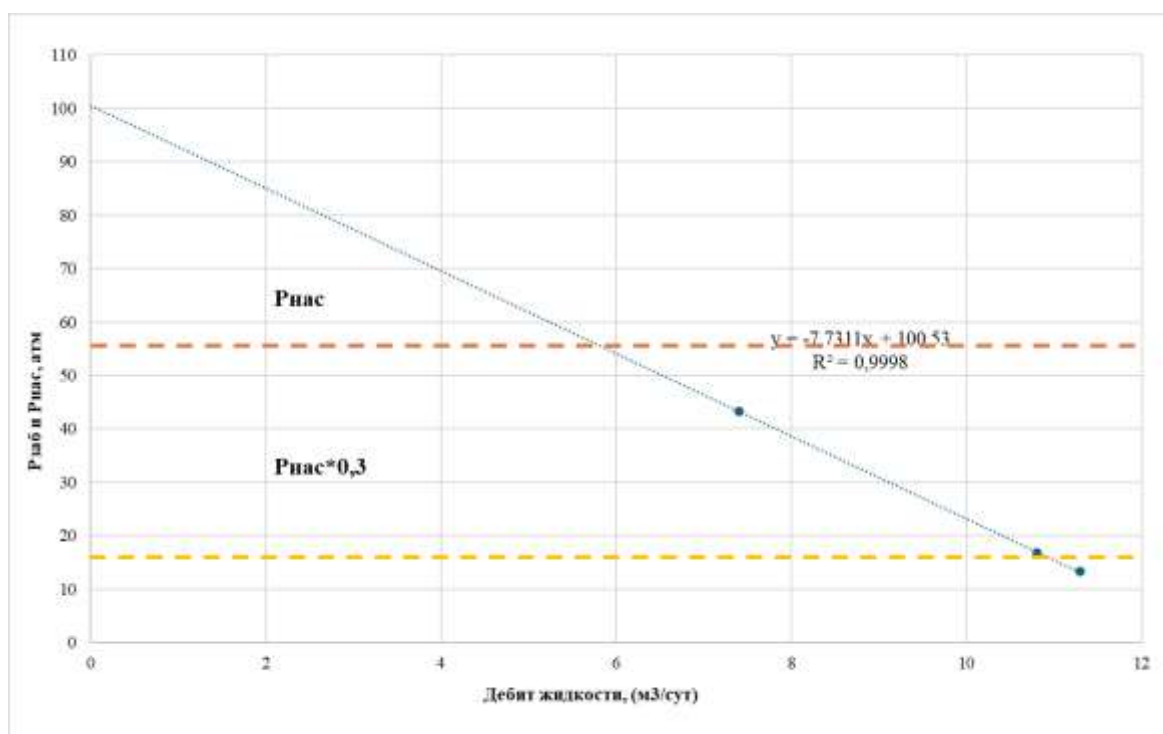


Рис. 4.1.12 – Индикаторные диаграмма скважины №125

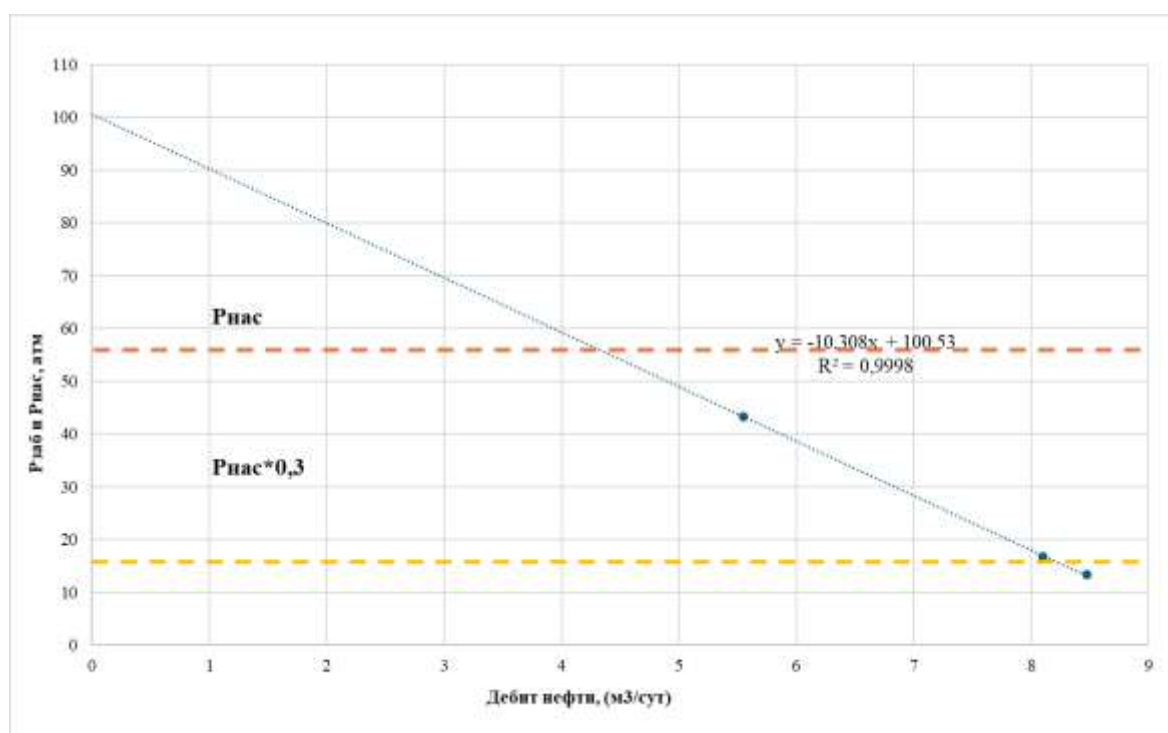


Рис. 4.1.13 – Индикаторные диаграмма скважины №125

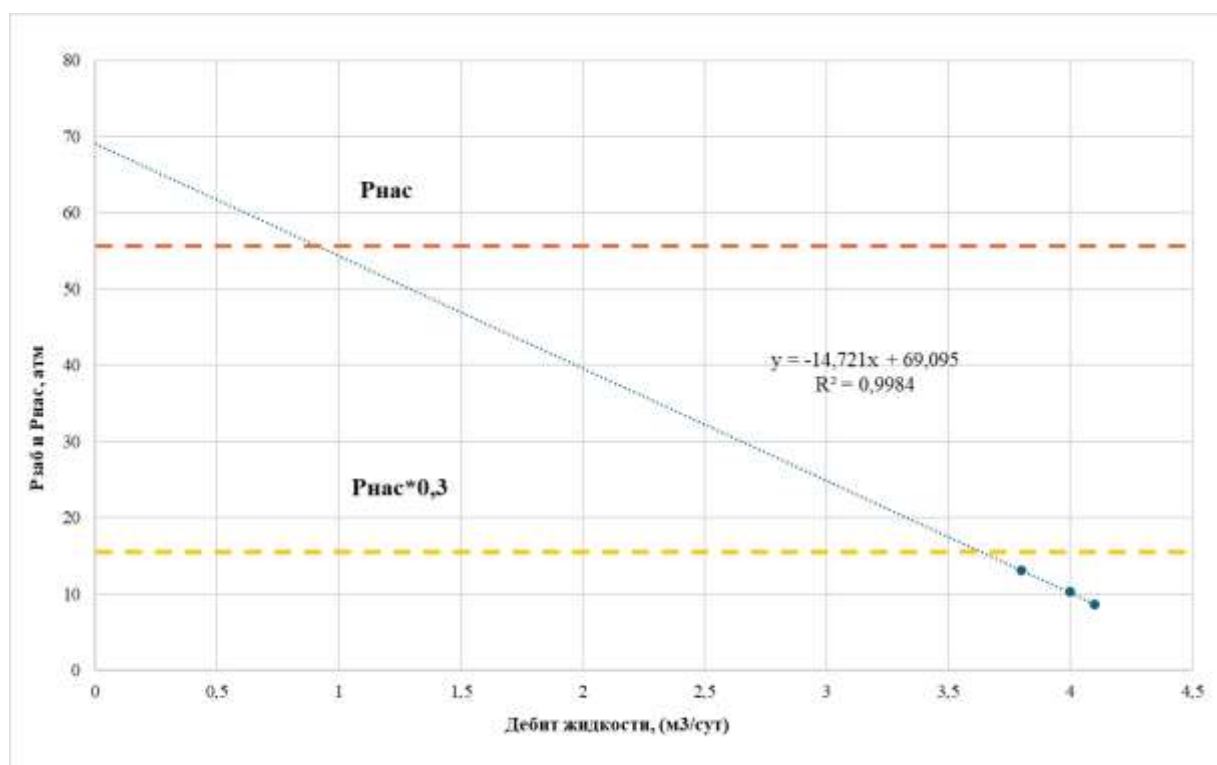


Рис. 4.1.14 – Индикаторные диаграмма скважины №75

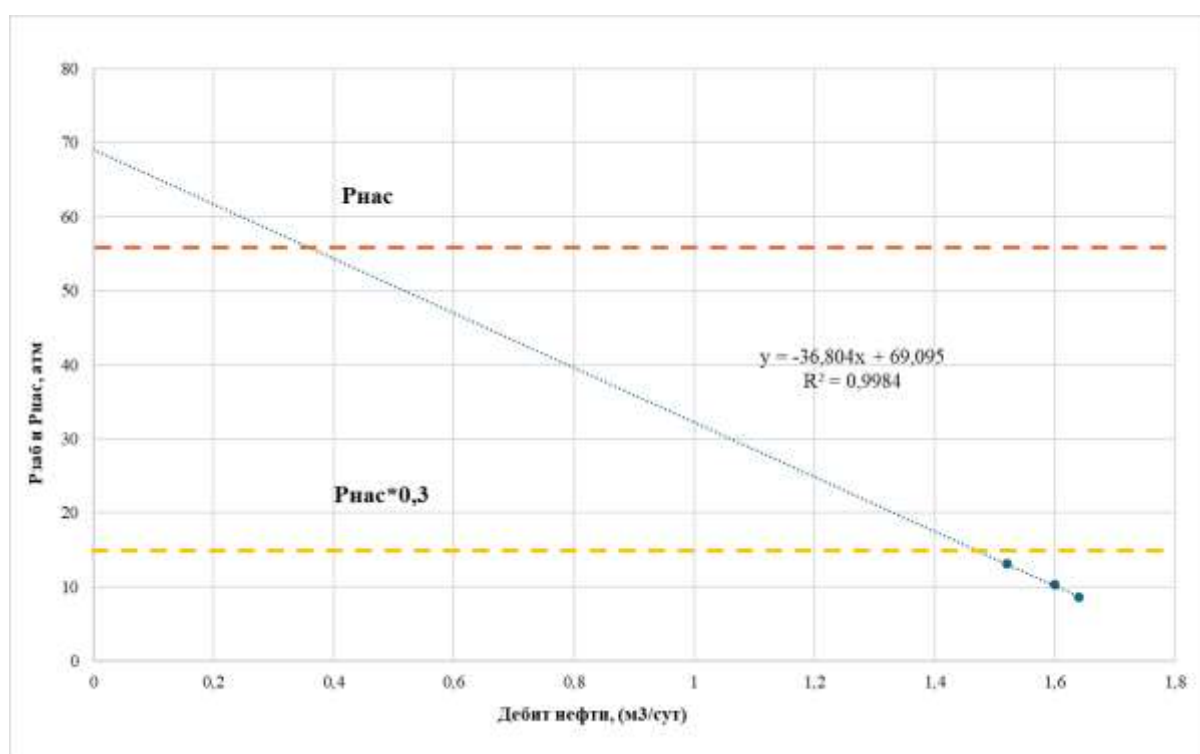


Рис. 4.1.15 – Индикаторные диаграмма скважины №75

Таблица 4.1.9 – Результаты исследовательских работ по методам установившихся режимов (МУО)

№скв.	Объект	Дата	Режим	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	Р _{заб} , атм	Р _{нас} , атм	Р _{заб} /Р _{нас}	Р _{пл} , атм	К _{прод} по жидкости, (м³/сут)/атм	К _{прод} по нефти, (м³/сут)/атм
76	I	05.10.2018	I режим	3,60	2,59	21,07	37,01	0,57	44,43	0,15	0,11
			II режим	5,30	3,82	12,13	37,01	0,33	44,43	0,16	0,12
			III режим	5,70	4,10	9,52	37,01	0,26	44,43	0,16	0,12
124		11.09.2016	I режим	5,40	3,35	47,01	37,01	1,27	56,96	0,54	0,34
			II режим	6,00	3,72	46,80	37,01	1,26	56,96	0,59	0,37
			III режим	7,00	4,34	46,30	37,01	1,25	56,96	0,66	0,41
93	II	12.10.2018	I режим	1,70	1,11	10,27	55,27	0,19	37,53	0,06	0,04
			II режим	1,80	1,17	8,82	55,27	0,16	37,53	0,06	0,04
			III режим	1,90	1,24	7,36	55,27	0,13	37,53	0,06	0,04
121		25.10.2017	I режим	15,30	3,83	67,93	55,27	1,23	80,6	1,44	0,36
			II режим	6,70	1,68	73,57	55,27	1,33	80,6	1,33	0,33
			III режим	12,30	3,08	69,88	55,27	1,26	80,6	1,41	0,35
125		01.10.2017	I режим	7,40	5,55	43,35	55,27	0,78	99,21	0,13	0,10
			II режим	11,30	8,48	13,36	55,27	0,24	99,21	0,13	0,10
			III режим	10,80	8,10	16,82	55,27	0,30	99,21	0,13	0,10
75		30.11.2016	I режим	4,00	1,60	10,31	55,27	0,19	69,12	0,07	0,03
			II режим	3,80	1,52	13,12	55,27	0,24	69,12	0,07	0,03
			III режим	4,10	1,64	8,67	55,27	0,16	69,12	0,07	0,03

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Любой проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компаний), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

В настоящем проекте для экономической оценки технологических показателей вариантов разработки месторождения оценены изменение доходов за счет применения технологий разработки и добычи нефти (увеличение добычи нефти).

Анализ финансовой рентабельности проекта основывается на моделировании потоков реальных денег, складывающихся в течение всего срока его реализации.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

- Денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами.
- Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) – величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми расходами и приходами реальных денег за период реализации отчета, накапливаемыми в течение рентабельности варианта;
- Срок окупаемости – число периодов планирования, в течение которых совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2026г., отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. По альтернативному варианту в табличных приложениях ТП 4.2.1-4.2.5.

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложение, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	208 500	208500	0	0	0	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	11 200	11200	0	0	0	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	230 624	43439	44742	46084	47467	48891	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	450 324	263139	44742	46084	47467	48891	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	464 571	263139	46084	48850	51739	54758	0	0

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НДС (с выручки)	тыс.тг.	113 627	113 627	0	0	0	0	0	0
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	689 679	86 454	92 238	100 421	102 147	103 795	102 843	101 780
Налог на имущество	тыс.тг.	23 512	1 911	3 594	3 660	3 752	3 868	3 637	3 091
Прочие налоги	тыс.тг.	4 316	536	563	591	621	652	668	685
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	2 276 908	197 122	399 142	385 824	353 479	332 686	314 955	293 701
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	3 155 972	279 653	566 255	537 299	492 256	463 300	427 909	389 300
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 280 713	130 332	224 104	212 644	194 818	183 358	173 585	161 872
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	131	24	35	23	17	14	11	9
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	250 194	8 696	70 154	71 732	46 806	26 180	20 552	6 075
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	7 567 799	591 100	1 356 086	1 312 194	1 193 895	1 113 852	1 044 159	956 513
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	1 265 235	207 268	210 558	192 226	178 564	172 932	154 579	149 108
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	1 151 609	93 641	210 558	192 226	178 564	172 932	154 579	149 108
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг.	7 681 426	704 726	1 356 086	1 312 194	1 193 895	1 113 852	1 044 159	956 513

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
на экспорт	тыс. тонн	97,407	8,631	17,477	16,583	15,193	14,299	13,207	12,015	10,824
на внутренний рынок	тыс. тонн	7,654	7,654	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Цена реализации продукции										
Нефти										
на экспорт	тг/тонн		207619,20	207619,20	211507,20	211507,20	211507,20	216794,88	222214,75	227770,12
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	96673,00	99657,00	102571,00	107338,00	110021,45	112771,99	115591,29
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
на экспорт	тыс.тг.	20699164,8	1792015,36	3628563,08	3507487,43	3213446,57	3024420,30	2863222,90	2670009,18	2465345,25
на внутренний рынок	тыс.тг.	710166,1	710166,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	21 409 330,92	2502181,45	3628563,08	3507487,43	3213446,57	3024420,30	2863222,90	2670009,18	2465345,25

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	156 940,70	21 354,37	24 062,73	23 973,87	23 062,28	22 790,96	21 576,24	20 120,25
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	18 404,44	2 504,23	2 821,84	2 811,42	2 704,51	2 672,70	2 530,25	2 359,50
Затраты на материалы	тыс.тг.	305 878,83	41 619,86	46 898,48	46 725,28	44 948,60	44 419,79	42 052,28	39 214,54
Ремонт автодорог	тыс.тг.	7 364,85	1 013,29	1 001,37	1 051,44	1 069,51	1 086,76	1 076,80	1 065,66
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	135 168,16	18 597,14	18 378,35	19 297,26	19 628,94	19 945,53	19 762,70	19 558,26
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	149 045,85	20 506,50	20 265,25	21 278,51	21 644,23	21 993,33	21 791,73	21 566,30
НИР	тыс.тг.	578 703,04	79 620,96	78 684,24	82 618,46	84 038,46	85 393,92	84 611,14	83 735,85
Геофизические работы	тыс.тг.	65 716,16	9 041,57	8 935,20	9 381,96	9 543,21	9 697,13	9 608,24	9 508,85
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	249 869,08	34 378,28	33 973,83	35 672,52	36 285,64	36 870,90	36 532,91	36 154,99
Охрана объектов	тыс.тг.	267 947,72	33 291,36	34 955,93	36 703,72	38 538,91	40 465,86	41 477,50	42 514,44
Аренда	тыс.тг.	268 523,06	36 944,79	36 510,15	38 335,66	38 994,55	39 623,49	39 260,28	38 854,14
Расходы на экологию	тыс.тг.	4 985,64	685,95	677,88	711,77	724,01	735,69	728,94	721,40
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	5 002 678,43	688 294,41	680 196,83	714 206,67	726 482,09	738 199,55	731 432,72	723 866,17
Затраты на персонал	тыс.тг.	414 697,05	57 056,17	56 384,92	59 204,17	60 221,74	61 193,06	60 632,12	60 004,89
Потери нефти	тыс.тг.	78 597,13	10 645,78	12 139,97	11 696,94	11 321,65	11 257,14	10 882,62	10 653,03
Газпроцессинг	тыс.тг.	1 136 825,18	205 573,50	305 457,08	195 974,34	142 912,28	118 770,76	91 459,20	76 678,03
Ликвидация	тыс.тг.	162 568,77	9 960,30	31 374,95	10 981,23	23 060,58	24 213,61	24 818,95	38 159,14
Вывод из консервации нагнетательных	тыс.тг.	31 913,76	15 178,96	0,00	16 734,80	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	9 035 827,87	1 286 267,43	1 392 718,98	1 327 360,01	1 285 181,21	1 279 330,19	1 240 234,62	1 224 735,43
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	689 678,95	86 453,60	92 238,46	100 421,42	102 147,41	103 794,95	102 843,50	101 779,60
Налог на имущество	тыс.тг.	23 511,86	1 910,64	3 594,20	3 659,62	3 751,62	3 867,71	3 636,70	3 091,37
Земельный налог	тыс.тг.	1 962,99	243,89	256,09	268,89	282,34	296,45	303,87	311,46
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	2 353,32	292,39	307,01	322,36	338,48	355,40	364,29	373,39
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 280 713,31	130 331,56	224 104,32	212 644,44	194 817,96	183 358,08	173 585,35	161 871,60
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	131,48	23,78	35,33	22,67	16,53	13,74	10,58	8,87
Итого производственных затрат	тыс.тг.	11 034 179,79	1 505 523,29	1 713 254,40	1 644 699,41	1 586 535,54	1 571 016,52	1 520 978,91	1 492 171,72
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	2 225 169,62	262 745,73	383 012,12	363 051,63	332 315,40	312 436,49	295 784,06	275 824,19
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	2 276 908,13	197 121,69	399 141,94	385 823,62	353 479,12	332 686,23	314 954,52	293 701,01
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	3 155 971,67	279 652,83	566 255,16	537 298,93	492 255,91	463 299,68	427 908,73	389 300,42
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	7 658 049,42	739 520,25	1 348 409,22	1 286 174,18	1 178 050,43	1 108 422,40	1 038 647,31	958 825,63
Общие и административные расходы									
Административные расходы	тыс.тг.	662 569,37	91 159,73	90 087,26	94 591,62	96 217,42	97 769,31	96 873,09	95 870,95
Другие административные расходы	тыс.тг.	662 569,37	91 159,73	90 087,26	94 591,62	96 217,42	97 769,31	96 873,09	95 870,95
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	511 527,73	80 404,69	83 389,55	79 806,46	73 846,62	70 061,95	64 658,65	59 359,81
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	461 072,08	71 470,53	76 700,08	72 777,92	66 676,78	62 754,61	57 960,86	52 731,31
Страхование	тыс.тг.	45 809,94	6 302,77	6 228,62	6 540,05	6 652,46	6 759,75	6 697,79	6 628,50
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	4 645,71	2 631,39	460,84	488,50	517,39	547,58	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	8 832 146,52	911 084,67	1 521 886,02	1 460 572,26	1 348 114,47	1 276 253,66	1 200 179,05	1 114 056,39
Итого затраты	тыс.тг.	19 866 326,31	2 416 607,96	3 235 140,42	3 105 271,67	2 934 650,01	2 847 270,18	2 721 157,95	2 606 228,11
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг.	21 409 330,92	2 502 181,45	3 628 563,08	3 507 487,43	3 213 446,57	3 024 420,30	2 863 222,90	2 670 009,18
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	19 866 326,31	2 416 607,96	3 235 140,42	3 105 271,67	2 934 650,01	2 847 270,18	2 721 157,95	2 606 228,11
Операционный доход	тыс.тг.	1 543 004,61	85 573,49	393 422,66	402 215,76	278 796,56	177 150,12	142 064,95	63 781,06
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	291 991,86	28 583,98	36 180,18	40 881,27	44 958,33	51 179,33	47 244,10	42 964,66
Балансовая прибыль	тыс.тг.	1 251 012,75	56 989,51	357 242,49	361 334,49	233 838,23	125 970,79	94 820,85	20 816,40
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	292 035,03	42 094,10	42 654,27	43 556,94	44 765,95	46 252,35	39 306,30	33 405,12
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 250 969,59	43 479,40	350 768,40	358 658,82	234 030,61	130 897,77	102 758,65	30 375,94
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 250 969,59	43 479,40	350 768,40	358 658,82	234 030,61	130 897,77	102 758,65	30 375,94
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	250 193,92	8 695,88	70 153,68	71 731,76	46 806,12	26 179,55	20 551,73	6 075,19
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	1 000 818,84	48 293,63	287 088,81	289 602,72	187 032,11	99 791,24	74 269,12	14 741,21

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	1 000 818,84	48 293,63	287 088,81	289 602,72	187 032,11	99 791,24	74 269,12	14 741,21

Таблица 4.2.5- Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	21 409 331	2 502 181	3 628 563	3 507 487	3 213 447	3 024 420	2 863 223	2 670 009	2 465 345
Итого приток средств	тыс.тг.	21 409 331	2 502 181	3 628 563	3 507 487	3 213 447	3 024 420	2 863 223	2 670 009	2 465 345
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	19 866 326	2 416 608	3 235 140	3 105 272	2 934 650	2 847 270	2 721 158	2 606 228	2 497 442
прямые затраты	тыс.тг.	9 035 828	1 286 267	1 392 719	1 327 360	1 285 181	1 279 330	1 240 235	1 224 735	1 236 948
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 998 352	219 256	320 535	317 339	301 354	291 686	280 744	267 436	253 399
расходы периода	тыс.тг.	8 832 147	911 085	1 521 886	1 460 572	1 348 114	1 276 254	1 200 179	1 114 056	1 007 096
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	464 571	263 139	46 084	48 850	51 739	54 758	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	464 571	263 139	46 084	48 850	51 739	54 758	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	250 194	8 696	70 154	71 732	46 806	26 180	20 552	6 075	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	20 581 091	2 688 443	3 351 379	3 225 853	3 033 195	2 928 208	2 741 710	2 612 303	2 497 442
Поток денежной наличности	тыс.тг.	828 240	-186 262	277 184	281 634	180 251	96 213	121 513	57 706	-32 097
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	592 752	-186 262	250 054	229 200	132 334	63 722	72 601	31 103	-15 607
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	526 614	-186 262	241 030	212 956	118 518	55 010	60 414	24 948	-12 067
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	459 175	-186 262	230 987	195 579	104 312	46 399	48 833	19 326	-8 958
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	828 240	-186 262	90 923	372 557	552 808	649 021	770 534	828 240	796 143
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	592 752	-186 262	63 792	292 992	425 326	489 048	561 649	592 752	577 145
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	526 614	-186 262	54 768	267 724	386 242	441 252	501 666	526 614	514 547
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	459 175	-186 262	44 725	240 305	344 617	391 016	439 849	459 175	450 217

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что наиболее экономически эффективным и рекомендуемым к реализации является 2 вариант, предусматривающий переводы 14 скважин между объектами, дополнительный прострел в 4 скважинах и ввод из консервации 2 скважин.

Достигаемые значения КИН за рентабельный период разработки участка приведены в таблице 4.3.1 по эксплуатационным объектам и в целом по участку.

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

Извлекаемые запасы нефти из недр (КИН)							
Горизонт	Объект	Утвержденный КИН, доли ед.	Геологические запасы нефти, тыс. т.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	Варианты разработки	Расчетные КИН, доли ед.	Прогноз. извлеч. запасы, тыс. т
Т, Т-I, Т-II, Т-III	I	0,109	3 578	391	1	0,090	321,7
					2	0,100	358,6
Т-IV, Т-V	II	0,152	3 142	477	1	0,144	451,1
					2	0,151	475,2
Всего по участку		0,129	6 720	867,9	1	0,115	772,7
					2	0,124	833,8

По результатам анализа КИН наименее привлекательными выглядит вариант 1, по которому прогнозный КИН за рентабельный период в целом по участку составляет 0,115 доли ед., в отличии от 2 варианта рентабельный период которого продлится до 2032 года. При этом 2038г является периодом достижения технологического КИН.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

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

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

Результаты расчетов:

Расчетный период составил:

1 вариант – 2026 - 2028гг.

2 вариант – 2026 - 2032гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 358,1 млн. тг.

2 вариант – 464,6 млн. тг..

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 7 839,3 млн. тг

2 вариант – 19 866,3 млн. тг.

Поступления Государства за рентабельный период:

1 вариант – 2 923,4 млн. тг.

2 вариант – 7 681,4 млн. тг.

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

1 вариант – 87,5 млн. тг.

2 вариант – 592,8 млн. тг.

Таким образом более привлекательным для недропользователя и Государства является второй вариант.

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

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2028	2026 - 2032
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	60	63
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	15,7	17,6
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	2,4	5,9
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	0,0	0,0

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Темп отбора при проектном уровне	%	1,8	2,0
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	57	57
добывающих	ед.	57	57
нагнетательных	ед.	0	0
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	0
Нефтедобывающих	ед.	0	0
Накопленные показатели			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	44,64	105,80
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	770	831
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	6	21
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	63	21
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	175	406
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	1 612	1 843
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	0	0
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	0	0
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,115	0,124
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	75,5%	75,5%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	8 414,3	21 409,3
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	358,1	464,6
в строительство скважин	млн. тг	0,0	0,0
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	358,1	464,6
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	7 839,3	19 866,3
производственные расходы	млн. тг	3 596,5	9 035,8
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	785,1	1 998,4
непроизводственные расходы	млн. тг	3 457,8	8 832,1
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	7 967,6	20 158,4
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	127,5	828,2
- Поступления Государству	млн. тг	2 923,4	7 681,4
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	87,5	592,8
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	74,8	526,6
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	60,9	459,2

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор рационального способа подъёма жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи на участке Котыртас Северный месторождения Кенбай исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

На участке Котыртас Северный месторождения Кенбай эксплуатация скважин ведется механизированным способом. При механизированной добыче применяются установки штанговых глубинных насосов (УШГН).

На текущий момент эксплуатация ведется на двух объектах, при этом 3 скважины (№№ 64, 123, 127) работают совместно на I и II объектах, что требует особого контроля за режимом работы ШГН. Выбранный механизированный способ (ШГН) обеспечивает стабильную добычу даже при высокой обводненности (свыше 71,7% по состоянию на 01.01.2026 г.) и низких дебитах нефти, что подтверждается фактической эксплуатацией в 2024–2025 гг.

Характеристика работы скважин

На 01.01.2026г общий пробуренный фонд составляет 101 скважин. Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 34 ед., из них 33 скважины находятся в действующем фонде и 1 скважина в простое, все скважины эксплуатируются механизированным способом при помощи ШГН. В консервации по различным причинам находятся 4 скважины. В водозаборном фонде – 11 скважин, из них 8 скважин. действующие, 3 скважины. в простое, в фонде контрольных скважин – 4 скважин, поглощающий фонд составляет – 9 скважин. Всего ликвидировано 39 скважин из которых 31 скважин были ликвидированы по геологическим причинам, 8 скважин по техническим причинам.

Из общего количества добывающих скважин 3 единицы (№№ 64, 123, 127) относятся к фонду совместной эксплуатации объектов I и II, что учитывается при подборе внутрискважинного оборудования для оптимизации отбора жидкости

В таблице 6.1.1 приводятся показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин на участке Котыртас Северный месторождения Кенбай

Способ эксплуатации	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Механизированная	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	34	33	34	34	31	27	26	26	26	26	22	21	20	20
	Дебит по жидкости на одну скважину, т/сут:	6,1	5,2	5,3	5,3	5,7	5,7	5,5	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,6
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	4,6	5,6	5,3	5,2	4,9	5,1	5,1	4,9	4,7	4,4	4,6	4,9	4,9	4,7
	Средняя обводненность, %	66,2	66,6	71,7	71,7	70,9	72,4	74,2	75,8	77,1	77,9	79,5	81,2	82,2	83,1

Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

При разработке месторождения после прекращения фонтанирования, рекомендуется перевод скважин на механизированный способ эксплуатации посредством УШГН.

Установки штангового глубинного насоса (УШГН)

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 2000 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

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

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

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

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

Выбор устьевого оборудования

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.

Пластовая жидкость отводится в выкидную линию, которая соединяется с тройником посредством быстроразборной конструкции, состоящей из ниппеля и накидной гайки.

К особенностям рассматриваемой конструкции относится наличие шарнирного соединения, позволяющего головке вместе с уплотнением поворачиваться и самоустанавливаться по устьевому штоку. Это уменьшает радиальные составляющие усилия взаимодействия устьевого штока с вкладышами, а значит, и износ.

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

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК, СКД, ПШГН, ПШН, ПШНТ грузоподъемностью от 5 до 6 т.

Выбор внутрискважинного оборудования

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуется применение скважинных насосов невставного (трубного) и вставного исполнения с условными размерами диаметра 32, 44, 57, 70 мм. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ ГОСТ 633-80 диаметром 60, 73, 89 мм.

Применяемая одноступенчатая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

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

Опыт эксплуатации участка в 2024-2025 гг. подтвердил, что ШГН является наиболее рациональным способом для данных условий, позволяя поддерживать рентабельную добычу при средней обводненности 71,7% и низких дебитах жидкости (в среднем 5,3 т/сут на скважину)

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает

возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Нефть горизонта Т-II в поверхностных условиях – средняя плотность нефти составляет – $0,8576 \text{ г/см}^3$, смолистая (содержание силикагелевых смол - 1,6-30,35%, из них асфальтенов – 1,09%), малосернистая (содержание серы - 0,2-0,5 %), малопарафинистая (содержание парафина - 0,24-2,7%).

Нефть горизонта Т-III – средняя плотность составляет – $0,8543 \text{ г/см}^3$, смолистая (содержание силикагелевых смол - 1,03-38%, из них асфальтенов – 2,13 %), малосернистая (содержание серы - 0,08-0,62 %), малопарафинистая (содержание парафина - 0,24-4,97 % при температуре плавления 54°C).

Нефть горизонта Т-IV – средняя плотность составляет – $0,8294 \text{ г/см}^3$, смолистая (содержание силикагелевых смол - 0,4-37,1 %, из них асфальтенов – 4,2%), малосернистая (содержание серы - 0,1-1,42 %), малопарафинистая (содержание парафина - 0,04-1,18% при температуре плавления 58°C).

Нефть горизонта Т-V – средняя плотность составляет - $0,8071 \text{ г/см}^3$, смолистая (содержание силикагелевых смол - 0,19-6,57%, из них асфальтенов – 0,1%), малосернистая (содержание серы - 0,23-0,9%), малопарафинистая (содержание парафина - 0,24-1,45%).

Давление насыщения нефти газом по месторождению составляет - 4,15 - 5,5 МПа. Осложнения при эксплуатации малодебитных скважин месторождения Котыртас Северный в основном связаны с высоким газовым фактором, низким динамическим уровнем, обводненностью продукции, накоплением асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) в скважинном оборудовании, коррозией НКТ и трубопроводов внутрипромыслового сбора.

Глубина спуска насоса L_n , следовательно давление на его приеме p_n должны быть, с одной стороны, достаточными для обеспечения высоких коэффициентов наполнения, а с другой – по возможности минимальными для предотвращения чрезмерного роста нагрузок на штанги и СК, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на приеме насоса зависит в первую очередь от содержания свободного газа в потоке откачиваемой газожидкостной смеси (ГЖС). Если свободного газа в откачиваемой ГЖС мало, то при высокой (свыше 80 %) обводненности жидкости или низком газовом факторе, необходимое давление p_n обусловлено гидравлическими потерями во всасывающем клапане. Для таких условий при дебите скважины менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости жидкости не более $10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ШГН может быть погружен под динамический уровень на глубину 20-60 м, что соответствует p_n примерно 0,15-0,5 МПа.

На основании опыта эксплуатации УШГН в различных условиях оптимальное $p_{\text{п}}$ составляет 2,0-2,5 МПа. В среднем оно должно составлять примерно 30 % от давления насыщения нефти газом, т.е. $p_{\text{п}} \approx 0,3p_{\text{нас}}$.

Наличие в нефти месторождения Котыртаса Северного парафина (до 4,97 %) (Т-II), смол и асфальтенов (до 15%) создает проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании. Кроме того, породы, слагающие пласты-коллекторы, содержат значительное количество песка, поэтому в добывающих скважинах нужно ожидать пескопроявление.

Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению ее фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. По мере эксплуатации скважин забойные давления в добывающих скважинах падают ниже давления насыщения и попутный газ начинает выделяться непосредственно в пласте. При этом парафин может отлагаться в ПЗП, что значительно снижает их продуктивность.

В состав смолистых веществ входят азот, сера и кислород. В связи с испарением и окислением нефти увеличивается содержание смолистых веществ в ней. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения.

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

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

Анализ добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, колонны НКТ в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности НКТ. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

Парафинообразование в скважинах, оборудованных УШГН, имеет некоторые особенности. Они заключаются в следующем:

- ✓ в области приема ШГН происходит снижение давления и начинается интенсивное газоотделение, которое сопровождается выпадением парафина;
- ✓ парафин откладывается на фильтре насоса, уменьшая его полезное сечение, а значит ухудшая поступление жидкости в насос и снижая его подачу;
- ✓ парафин прилипает к седлам и клапанам, ухудшая герметичность этой пары, что приводит к утечкам части жидкости из цилиндра (это подтверждается результатами динамометрирования скважин);
- ✓ парафин откладывается в зазоре между цилиндром и плунжером, приводя к заклиниванию последнего;
- ✓ парафин осаждается на штангах, увеличивая их массу и значение сил гидравлического сопротивления при их перемещении;
- ✓ парафин откладывается на НКТ, уменьшая свободное сечение для движения добываемой жидкости и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги; последнее приводит к увеличению обрывности штанг.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, физические, химические и механические.

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

Можно использовать промывку горячей нефтью одновременно с работой ШГН. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины. С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель добавляют химические реагенты.

Применение острого пара, вырабатываемого паропередвижными установками типа ППУА-1200/100, с температурой до 310 °С и давлением до 10 МПа для целей скважинной борьбы с отложениями неэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и на глубине 300-400 м температура пара снижается до температуры скважины. Наиболее целесообразно применять ППУ для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины.

Одной из разновидностей депарафинизации является применение устройств, располагаемых в области интенсивного парафинообразования. Установки для электроподогрева скважин типа УЭС-1500 обеспечивает спуск в колонну НКТ на кабель-канате на глубину до 1500 м электропечи мощностью до 50 кВт. Также существует метод

спуска малогабаритного электронагревателя диаметром 29 мм, мощностью 9,45 кВт, температурой нагрева 125 °С и давлением среды до 15 МПа в затрубное пространство непосредственно в интервалы парафинообразования с помощью установки УЭС-1500. Использование установки УЭС-1500 требует подъема оборудования из скважины, спуска электронагревателя и его подъема с последующим спуском насосного оборудования. Это нерационально, так как вызывает длительный простой скважины.

Перспективным является применение над- и поднасосных нагревателей индукционного типа, монтируемых на приеме насоса или над ним и работающих одновременно с насосом.

Несмотря на некоторые положительные стороны электродепарафинизации, она получила ограниченное применение вследствие непродолжительного эффекта от воздействия и ненадежности серийных конструкций.

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

В основе действия реагентов-ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе, раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие агенты, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

В ОАО «Оренбургнефть» прошли испытания в лабораториях и непосредственно в скважинах ингибиторы марок ДМ-650, ДМ-655, ДВ-02, ИНПАР, ДВ-03, «Урал-04/8», ДМ-512 и др.

Наиболее рациональной по времени является периодическая заправка ингибитора через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Дозированная подача в затрубное пространство может осуществляться как автономными дозировочными насосами, так и насосами с приводом от станка-качалки.

Существует схема монтажа дозировочного насоса австрийского производства, которая включает тягу и кривошип, связанные с балансиrom СК и сообщающие поршню

насоса возвратно-поступательное движение. Реагент из емкости через линию подается в затрубное пространство скважины.

Как показывает, опыт разработки аналогичных месторождений метод затрубного дозирования является малоэффективным, так как при подаче в затрубное пространство химреагент проходит столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, и снижает свою активность. С целью достижения эффекта приходится увеличивать дозу реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти.

Исследования показали, что наиболее эффективным является способ подачи химреагента непосредственно на прием насоса. Для этой цели созданы скважинные дозаторы различной конструкции и принципа действия. Так, например, в НПО «Нефтепромхим» разработан скважинный дозатор ДГ-02/25, работа которого осуществляется за счет деформации колонны НКТ при действии ШГН. Однако, анализ показал, что многие из дозаторов известных типов не отвечают главным условиям их применения в скважинах - простоте, надежности и экономичности.

Механические методы в скважинах, эксплуатируемых УШГН, получили воплощение в виде скребков различной конструкции, укрепляемых на колонне штанг.

Обводнение месторождений характеризуется изменением процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Это и охлаждение нефтяного пласта вследствие длительной закачки в него огромных объемов воды, и выпадение солей из-за смешения разнородных по химическому составу вод, и образование эмульсий и т.д.

Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

Обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса.

Эффект, полученный от применения ингибитора в безводных или малообводненных скважинах, может оказаться нулевым при его применении в

высокообводненных скважинах. На этом должен базироваться квалифицированный выбор реагентов.

На месторождении в настоящее время применяют пропарку и промывку ствола скважин, и обработку ПЗП горячей нефтью с помощью агрегатов АДПМ, растворителем нефрас А150/330, водным раствором препарата МЛ-80 и термоимплозионное воздействие (ТИВ).

Для защиты от коррозии оборудования и трубопроводов внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин предлагается использовать водорастворимые ингибиторы коррозии. Учитывая физико-химические свойства пластовой жидкости, лабораторным путем необходимо подобрать ингибитор коррозии. Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуется применять блочные установки БР-2,5; БР-10 (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы НД.

Активные процессы коррозии, происходящие в условиях эксплуатации нефтяных скважин, сказываются, в первую очередь, на аварийности НКТ и нарушений герметичности обсадных колонн. Промысловая практика эксплуатации нефтяных месторождений Южной Эмбы показывает, что значительное количество аварий происходит по причине двухсторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием агрессивных минерализованных пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин.

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн необходимо предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти. Подачу ингибиторов осуществлять периодической подачей в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ с помощью передвижных ЦР-500.

Для защиты от коррозии скважинного и наземного оборудования и трубопроводов могут быть использованы водорастворимые ингибиторы коррозии. Ингибиторы должны подаваться на узлы подготовки сточной воды из расчета 50-100 г/м³. Нагнетательные скважины необходимо оборудовать пакерами, а затрубное пространство заполнить раствором ингибитора коррозии.

Если низкий дебит скважины обусловлен эксплуатационными причинами, то прежде всего необходимо проводить работы по восстановлению коэффициента продуктивности скважины, такие как, гидро- и газодинамический разрывы пласта, гидромеханическая щелевая перфорация и др.

План рекомендуемых ГТМ

Для реализации рекомендуемого варианта разработки настоящим проектом рекомендуется проведение ряда ГТМ (таблица 6.2.1).

Таблица 6.2.1 - План рекомендуемых ГТМ

Вид мероприятий	Срок выполнения	Объемы применения
ОГН или углеводородным растворителем	По графику	Все добывающие скважины
Закачка хим. реагента «МЛ-80». (Все добывающие скважины)	По графику	По всем скважинам с целью по удалению АСПО, а также при подземных ремонтах
Промывка песчаной пробки	По графику	По всем скважинам с целью ликвидации песчаных пробок
Ввод ингибиторов коррозии (Трубопроводы и оборудование)	Постоянно	Трубопроводы и оборудование

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

В данном разделе настоящего проекта, в соответствии с нормативными документами, определены требования к промысловой системе сбора, транспорта и подготовки продукции скважин и разработаны рекомендации по дальнейшей эксплуатации этих систем, направленные на обеспечение уровней добычи рекомендованного варианта разработки месторождения.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схемы расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удалённость действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции участка «Котыртас северный» месторождения «Кенбай» предназначена для герметизированного сбора, обеспечения по скважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции на ЦПС «Котыртас Северный» для последующей подготовки нефти до товарной кондиции согласно стандарту СТ РК 1347-2024 «Нефть. Общие технические условия». И дальнейшей транспортировки через НПС №3, для сдачи её в систему ЗФ АО «Казтрансойл».

По состоянию на 01.01.2026 года на участке «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай» эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 34 единицы. Из них:

- действующий фонд - 34 скважины;

Весь фонд добывающих скважин эксплуатируется механизированным способом при помощи ШГН.

Описание существующей системы сбора

Действующим проектным документом разработки участка «Котыртас северный» месторождения «Кенбай» предусматривается применение герметизированной, однатрубно-самотечной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповыми замерными сепарационными установками.

Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции добывающих скважин участка «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай» представлена на рисунке 6.3.1.

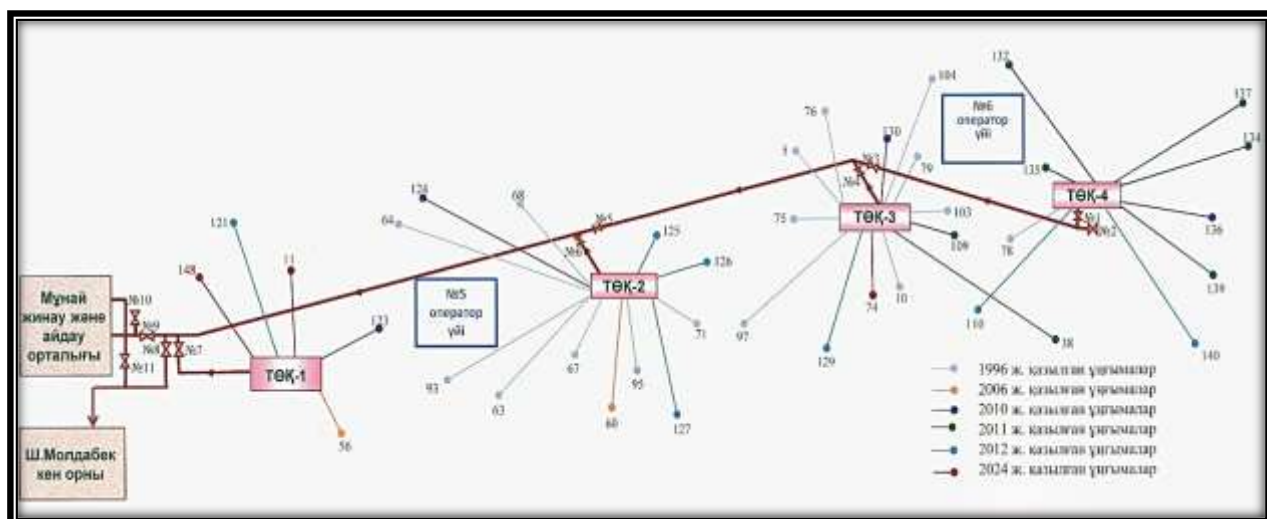


Рис. 6.3.1 Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции участка «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай»

Скважинная продукция добывающего фонда участка «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай» за счёт энергии, создаваемой внутрискважинными насосами, по выкидным линиям диаметром Ø89 мм и Ø110 мм поступает на приём автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ).

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) - предназначена для автоматического периодического или ручного определения продукции добывающих скважин. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работы добывающих скважин.

На участке «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай» эксплуатируется 4 единицы АГЗУ, марки: АМ 40-8-120, ОЗНА-Импульс 40-14-400 и Б 40-14-400.

С АГЗУ продукция 34 добывающих скважин по нефтесборному коллектору ф273-219 мм, протяженностью 4100 метров транспортируется на ЦПС «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай», для дальнейшей подготовки нефти.

В таблице 6.3.1 отображена информация по техническим характеристикам технологических трубопроводов участка «Котыртас Северный», месторождения «Кенбай» с указанием диаметра, протяженности и материала исполнения выкидных линий.

Таблица 6.3.1 Техническая характеристика технологических трубопроводов добывающих скважин участка «Котыртас Северный», месторождения «Кенбай»

№ и марка АГЗУ	№ скв.	Диаметр выкидной линии, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м	Материал исполнения	Примечание
АГЗУ №1 АМ40-8-120	121	110х5	300	СВТ	
	123	89х4	330	сталь	
АГЗУ №2 ОЗНА- Импульс 14-400	60	89х4	460	сталь	
	67	89х4	60	сталь	
	95	89х4	250	сталь	
	124	110х5	370	СВТ	
	64	89х4	370	сталь	
	127	89х4	830	сталь	
	63	110х5	442	СВТ	
	68	89х4	1245	сталь	
	71	89х4	430	сталь	
	93	110х5	400	СВТ	
	125	110х5	149	СВТ	
	126	110х5	130	СВТ	

Продолжение табл.6.3.1

№ и марка АГЗУ	№ скв.	Диаметр выкидной линии, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м	Материал исполнения	Примечание
АГЗУ №3 Б 40-14-400	103	89х4	280	сталь	
	38	89х6	610	сталь	
	10	89х4	250	сталь	
	76	89х4	470	сталь	
	74	89х4	380	сталь	
	79	89х4	330	сталь	
	97	89х4	550	сталь	
	104	89х4	595	сталь	
	109	110х5	452	СВТ	
	75	89х4	130	сталь	
	129	110х5	576	СВТ	
	130	89х4	250	сталь	
АГЗУ №4 Б 40-14-400	136	110х5	400	СВТ	
	132	110х5	460	СВТ	
	135	89х4	68	сталь	
	137	110х5	550	СВТ	
	140	110х5	760	СВТ	
	78	89х4	340	сталь	
	110	110х5	688	СВТ	
	134	110х5	600	СВТ	

Описание действующего технологического процесса подготовки нефти на ЦПС «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай»

Газожидкостная смесь с 34 добывающих скважин участка «Котыртас Северный» за счёт энергии создаваемой внутрискважинными насосами, по выкидным линиям поступает на приём АГЗУ. Далее по нефтесборному коллектору диаметром Ø273-219 мм через

входную задвижку №2 и 1, давлением $P=2,5-3,5$ кгс/см² и температуры $T=10-20^{\circ}\text{C}$ поступает в НГС №1 на ЦПС «Котыртас Северный».

Принципиальная технологическая схема подготовки скважинной продукции на ЦПС «Котыртас Северный» представлена на Рис. 6.3.2.

На входе в НГС №1 в поток газожидкостной смеси осуществляется дозированная подача химического реагента с удельным расходом 170 г/т. В НГС №1 проходит процесс дегазации нефти, отделение жидкости от газа. Отделившийся на I-ступени сепарации попутно нефтяной газ с давлением $P=2,0-2,5$ кгс/см² по газопроводу Ø114мм поступает в газосепаратор ГС-1-2,5-600-1, для предварительной очистки попутного нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей. С газосепаратора ПНГ поступает в конденсатосборник, для окончательной осушки газа и сброса газоконденсата. После чего используется на собственные и социально-бытовые нужды, в качестве топливного газа в печах подогрева и котельной.

Отсепарированная нефтяная эмульсия с НГС №1 через печи подогрева марки ПП-0,63 №7 и 8 с давлением 1,5-2,2 кгс/см² поступает на вход ОБН-3000 №2. Установка ОБН-3000 предназначена для разделения водонефтяной эмульсии, сброса выделившейся попутно-пластовой воды и вывода кондиционной нефти с низкой обводненностью. Отделившаяся попутно-пластовая вода с ОБН-3000 №2 поступает в буферные ёмкости БЕ-50м³ №1 и 2. Далее попутно-добываемая вода перекачивается насосами ЦНС-60/66 №3 и К 100-65-250 №4 в РВС-2000м³ №1 и №2 на участок «Восточный Молдабек», для дальнейшей утилизации в поглощающие горизонты.

Далее обезвоженная нефть с ОБН-3000 №2 поступает на II-ступень сепарации в концевую сепарационную установку (КСУ) НГС №2. КСУ предназначена для окончательной дегазации нефти.

Далее отделенная нефть с НГС №2 поступает на ОПГ-100 №1 и №2. На отстойниках ОПГ-100 №1 и №2 идет процесс гравитационного отстоя нефти после чего нефть направляется на насосную станцию ЦНС 60-66.

С блока реагента (БР) поступает деэмульгатор марки «Недра-1» дозировка которого составляет 160-170 гр/тн и поступает на входную линию нефти с сборного пункта участка «Восточный Молдабек» и также деэмульгатор подаётся на входе в НГС-1.

Предварительно подготовленная нефть с рабочим давлением $P=2,5-4,0$ кгс/см² откачивается через печь подогрева марки ПТ-16/150М №3 Н-0103, работающий в полном автоматическом режиме подогревается до температурой $25^{\circ}-30^{\circ}\text{C}$ и давлением на выходе печи подогрева $P=2,2-2,5$ кгс/см² поступает на входной нефтяной коллектор Ø219 мм поступающий со сборного пункта «Восточный Молдабек».

Нефтяная жидкость по трубопроводу Ø 159 мм с $P=2,6-2,4$ кгс/см² поступает на ПТ-16/150 №1 и №2. Подогретая нефть с $T=35-40^{\circ}\text{C}$, $P=2,2-2,0$ кгс/см² по трубопроводу Ø 159мм поступает в параллельные трехфазные сепараторы ТФС-100 V-0103 А/В.

Сброс попутной пластовой воды производится БЕ-50м3 №1 и №2.

Нефтяная жидкость прокачивается через печь подогрева ПТ16/150 №4 на ОБН-3000 №1 V-0104 А.

Нефтяная эмульсия, поступающая с отстойников ОБН-3000 №1 с $P=1,3$ кгс/см², обводненностью до 3% направляется на обессоливание в отстойники ОГ-200 №1 и №2.

Нефтяная эмульсия с отстойников ОГ-200 №1, №2 по трубопроводу Ø159мм поступает в РВС №3 V-2000м³ где проходит через водяную подушку. Водяная подушка формируется из вод, поступающих с водозаборных скважин в объеме не менее 10% от общего взлива РВС. По результатам анализов лаборатории при повышении солености выше 4°Ве промывочная вода сбрасывается в дренажные емкости для промышленных стоков. В резервуар №3 V=2000 м³ закачивается новая партия промывочной воды. Нефть с РВС №3 по переточной линии 820 см поступает в товарные резервуары V=2000 м³ №2, 4, и №5.

С товарных резервуаров каждые 2 часа отбираются пробы нефти, для аналитического контроля. При достижении содержания хлористых солей в нефти до 100 мг/дм³ нефть с товарных резервуаров откачивается центробежными насосами ЦНС-300/120 №3 и №4 $P=12$ кгс/см² на НПС-3 в товарные резервуары №4 и №5 V=5000 м³. С НПС-3 товарная нефть транспортируется сдается в ЗФ АО «КазТрансОйл» в соответствии с СТ РК 1347-2024.

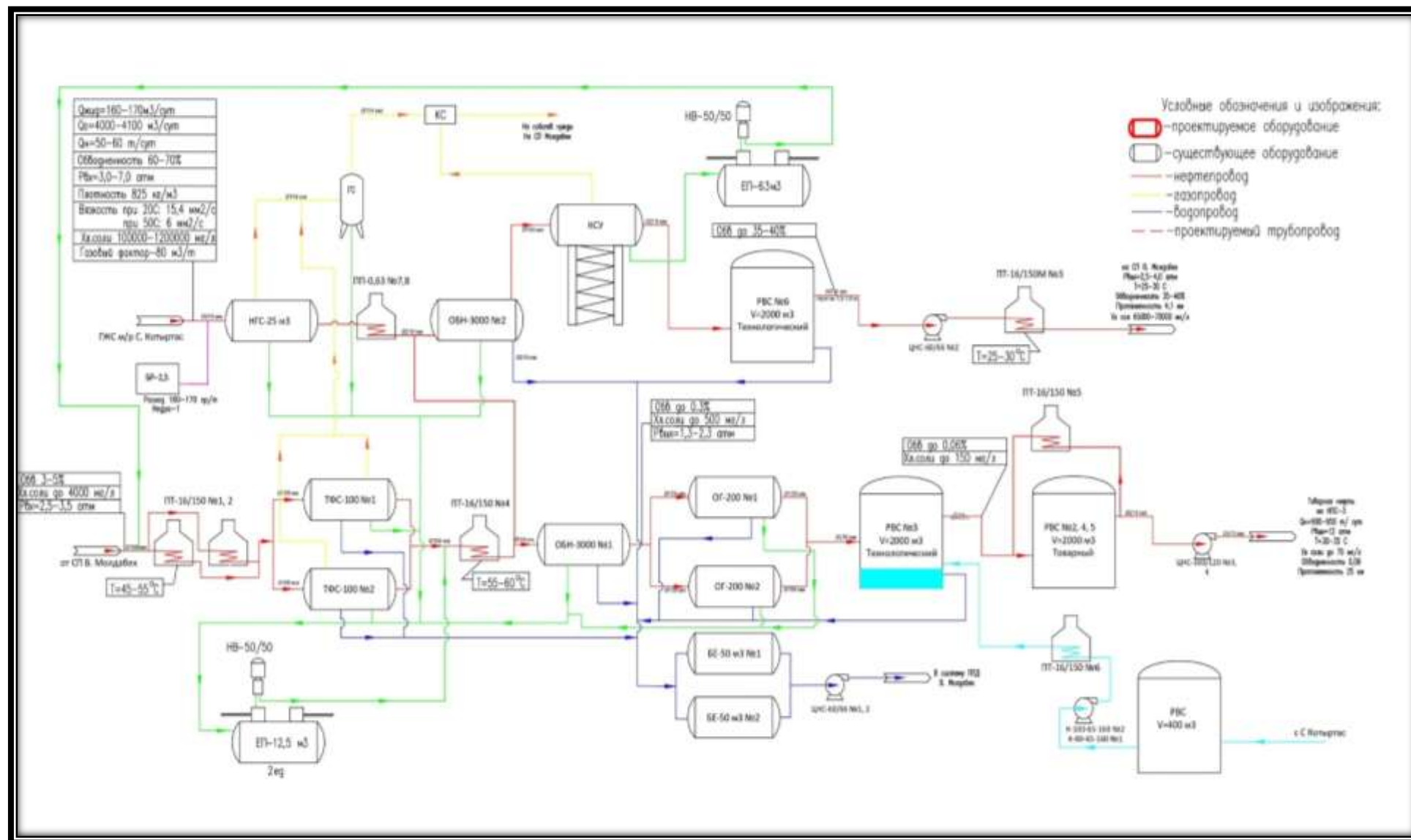


Рис. 6.3.2 Принципиальная технологическая схема ЦПС «Котыртас Северный»

Технологические потери нефти и газа.

В 2025г. был составлен и утвержден документ «Норматив технологических потерь нефти, газа и конденсата при подготовке, хранении, транспортировке, а также расхода нефти и газа на собственные нужды по месторождениям АО «Эмбаунайгаз». Согласно данному документу были рассчитаны технологические потери нефти при добыче и технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства участка «Котыртас Северный», месторождения «Кенбай».

Норматив технологических потерь нефти, газа и конденсата при подготовке, хранении, транспортировке, а также расхода нефти и газа на собственные нужды месторождения составляет: по нефти – 0,5865% от объема добычи нефти, по газу – 0,802% от объема добычи газа.

1. Под технологическими потерями нефти понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой из недр нефти.

Учету подлежат технологические потери, образующиеся на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования в межремонтный период.

Технологические потери нефти по видам подразделяются на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества;
- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов.

К технологическим потерям не относится объем нефти, используемый на собственные и/или коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие нарушения, правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования и (или) режимов технологических процессов, а также аварийных ситуаций.

Источниками (местами образования) технологических потерь при добыче нефти на месторождениях с герметизированными системами сбора и подготовки промыслового обустройства месторождений могут являться места, на которых производится сепарация (разделение) нефти, попутного газа и попутно добываемой пластовой воды, такие как:

- устройства (установки) предварительного сброса воды (УПСВ);

- НГС первой ступени разгазирования в составе ДНС, территориально расположенные на месторождении или в составе комплексных сборных пунктов с частичным (или глубоким) обезвоживанием добываемой нефти, транспортируемой далее на ППН, УПН.

При добыче нефти на месторождениях с герметизированными системами сбора и подготовки источником возможных технологических потерь нефти могут являться места промыслового обустройства месторождения, на которых производится сепарация (разделение) нефти, нефтяного газа и попутно добываемой пластовой воды, унос со сточной водой и в процессе испарения.

2. Под технологическими потерями природного и (или) попутного газа понимают безвозвратные потери, связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения, включая объекты добычи, сбора, подготовки и транспортировки, а также с уровнем техники и технических средств, применяемых на месторождениях.

Технологические потери природного и (или) попутного газа классифицируются по видам:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери при обслуживании предохранительных клапанов, средств автоматизации и контрольно-измерительных приборов (если применимо*);
- потери при опорожнении технологического оборудования и технологических трубопроводов при проведении ремонтных и профилактических работ (если применимо*):
- потери при отборе проб;
- потери при дегазации сточных вод и регенерации рабочих жидкостей.

* Запрещается относить к технологическим потерям объем природного и (или) попутного газа при обслуживании предохранительных клапанов, опорожнении технологических трубопроводов и оборудования при проведении ремонтных и профилактических работ, за исключением случаев, когда в технологической схеме месторождения не предусмотрена факельная установка согласно утверждённых технических проектных документов.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании», при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования к переработке и утилизации сырого газа статья №147.

Под переработкой сырого газа понимается технологический процесс по выработке из сырого газа продукции, отвечающей по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и (или) национальных стандартов.

Недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объёмов сжигания сырого газа.

Проект разработки месторождения в обязательном порядке должен содержать раздел по переработке (утилизации) сырого газа.

Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа разрабатывается на основании утверждённого недропользователем и получившего положительное заключение предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз базового проектного документа или анализа разработки.

Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов с учётом рекомендаций рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и должны обновляться каждые три года.

Состав рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и положение о ней утверждаются уполномоченным органом в области углеводородов.

Отчёты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме и срокам, которые утверждены таким органом.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением объёмов сырого газа:

- сжигаемых в случаях и на условиях, установленных статьёй 146 настоящего Кодекса;
- используемых недропользователем на собственные технологические нужды в объёмах, предусмотренных программой развития переработки сырого газа, утверждённой уполномоченным органом в области углеводородов;
- реализуемых недропользователем иным лицам в целях переработки и (или) утилизации.

При этом на месторождениях, где переработка сырого газа экономически не оправдана, проектом разработки месторождения и программой развития переработки сырого газа может быть предусмотрена утилизация всего объёма добываемого сырого газа,

за исключением газа, используемого на собственные нужды, путём закачки в пласт с целью хранения и (или) поддержания пластового давления.

На дату составления настоящего отчёта, утилизация газа на участке «Котыртас Северный» месторождении «Кенбай» осуществляется по утверждённой «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз», АО «Эмбаунайгаз» на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 гг. (корректировка №2).

ПРПСГ выполнена в соответствии с требованиями действующего Кодекса Республики Казахстан принятым от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» и «Методикой расчётов нормативов и объёмов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утверждённой Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 05 мая 2018 года № 164.

Указанная ПРПСГ рассмотрена на заседании Рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утверждённые Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа Министерства энергетики РК (далее – Рабочая группа) (Протокол № 27/7-2 от 28.11.2025г.).

Согласно ПРПСГ, объём технологически неизбежного сжигания сырого газа по участку «Котыртас Северный» месторождении «Кенбай» в период 01.01.26 по 31.12.2026гг. составляет: V_v - 0,011252 млн.м³, в том числе по категориям V_6 - 0,0 млн. м³, V_7 - 0,000090 млн. м³, по категории V_8 - 0,011162 млн. м³, V_9 – 0 млн. м³, при добыче газа – 1,099 млн м³.

ПРПСГ была утверждена и, основываясь на её выводах, недропользователю – АО «Эмбаунайгаз» Министерством энергетики РК выдано разрешение на сжигание сырого газа в факелах за № KZ77VPC00028652 от 03.02.2026г.

Согласно данной Программе, газ, выделившийся на первой и второй ступени сепарации, поступает на осушку в газосепаратор, который далее полностью используется на собственные нужды (печь подогрева ПТ-16/150, котельная «GA-35KN "Navien"» и «ВГУ-100»).

Обзорная карта НГДУ «Кайнармунайгаз» представлена на рисунке 6.4.1.

Балансы добычи и распределения сырого газа по участку «Котыртас Северный» месторождении «Кенбай» для вариантов разработки представлены в таблице 6.4.1 и 6.4.2.

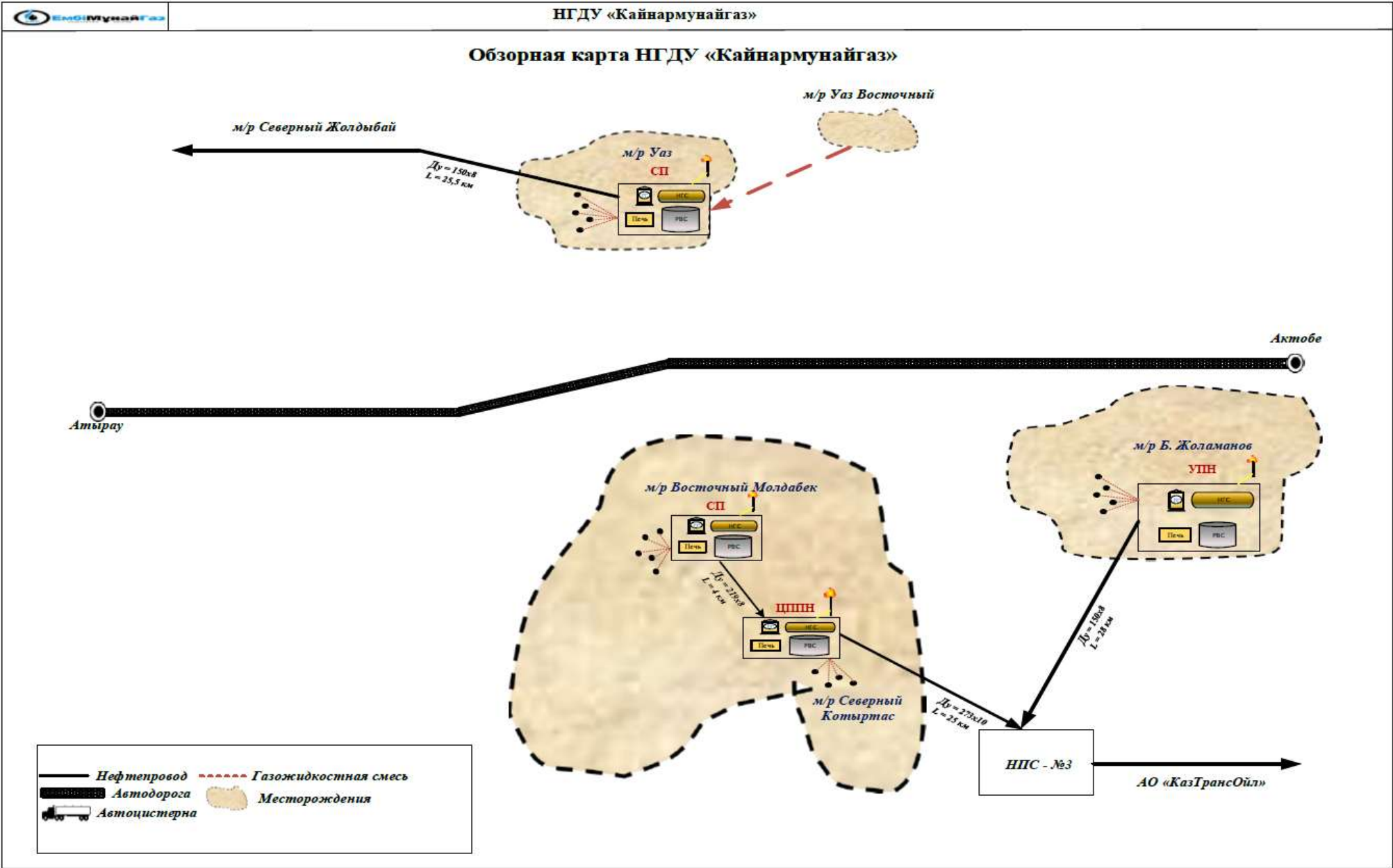


Рис. 6.4.1 – Обзорная карта НГДУ «Кайнармунайгаз»

Таблица 0.1 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (1-вариант)

П/н	Показатели газа/ Объекты потребления газа	Общее колич.	В работе	Расход газа, м³/час	Колич. часов работы в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа в год, млн.м³/год												
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Добыча газа (V _г)						2,357	2,063	1,826	1,530	1,318	1,127	0,973	0,751	0,554	0,489	0,435	0,318	0,223
2	Технологически неизбежные потери газа						0,0189	0,0165	0,0146	0,0123	0,0106	0,0090	0,0078	0,0060	0,0044	0,0039	0,0035	0,0026	0,0018
3	Собств. нужды (V _н), в т.ч.:						2,327	2,035	1,800	1,506	1,296	1,107	0,954	0,734	0,538	0,474	0,420	0,304	0,210
3.1	Объем газа для ПТ-16/150	5	3	113,09522	24	365	1,541	1,249	1,185	0,963	0,806	0,651	0,585	0,488	0,363	0,299	0,245	0,190	0,131
3.2	Объем газа для ПП-0,63	2	1	85	24	365	0,394	0,394	0,351	0,280	0,228	0,193	0,193	0,158	0,088	0,088	0,088	0,061	0,044
3.3	Объем газа для ВГУ-100	2	1	44,7144	24	365	0,392	0,392	0,264	0,263	0,263	0,263	0,176	0,088	0,088	0,088	0,088	0,053	0,035
4	Объем технологический неизбежного сжигание газа (V _с), в том числе						0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252
4.1	Объем сжигаемого сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V _с):						0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090
4.1.1	на дежурных факельных горелках, факельная установка ФУ-15-ФОК-100	1	1	2,5	24	0,5	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030
4.1.2	при продувке факельных коллекторов	1	1	5	24	0,5	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006
4.2	Объем сжигаемого газа при ТО и ТР технологического. оборудования (V _с):						0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162

Таблица 0.2 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант)

П/н	Показатели газа/ Объекты потребления газа	Общее колич.	В работе	Расход газа, м³/час	Колич. часов работы в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа в год, млн.м³/год												
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Добыча газа (V _г)						4,153	5,877	3,591	2,494	1,974	1,483	1,213	0,989	0,809	0,650	0,560	0,459	0,334
2	Технологически неизбежные потери газа						0,0333	0,0471	0,0288	0,0200	0,0158	0,0119	0,0097	0,0079	0,0065	0,0052	0,0045	0,0037	0,0027
3	Собств. нужды (V _н), в т.ч.:						4,108	5,819	3,551	2,463	1,947	1,460	1,192	0,970	0,791	0,634	0,544	0,444	0,320
3.1	Объем газа для ПТ-16/150	5	3	113,09522	24	365	2,972	4,595	2,543	1,589	1,205	0,805	0,659	0,584	0,441	0,283	0,264	0,263	0,189
3.2	Объем газа для ПП-0,63	2	1	85	24	365	0,745	0,832	0,615	0,482	0,350	0,263	0,237	0,210	0,175	0,175	0,132	0,094	0,079
3.3	Объем газа для ВГУ-100	2	1	44,7144	24	365	0,392	0,392	0,393	0,392	0,392	0,392	0,296	0,175	0,175	0,175	0,149	0,088	0,053
4	Объем технологический неизбежного сжигание газа (V _с), в том числе						0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252	0,011252
4.1	Объем сжигаемого сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V _с):						0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090	0,000090
4.1.1	на дежурных факельных горелках, факельная установка ФУ-15-ФОК-100	1	1	2,5	24	0,5	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030	0,000030
4.1.2	при продувке факельных коллекторов	1	1	5	24	0,5	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,000060	0,000060
4.2	Объем сжигаемого газа при ТО и ТР технологического. оборудования (V _с):						0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162	0,011162

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

На участке «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай», на дату составления отчёта система поддержания пластового давления (ППД) не осуществляется.

Попутно-добываемая вода закачивается в поглощающий фонд скважин, для утилизации попутно добываемой воды участков «Молдабек Восточный» и «Котыртас Северный» месторождения «Кенбай». В качестве основного коллектора-резервуара для захоронения попутно-добываемых пластовых и сточных вод – является среднеюрский водоносный горизонт.

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

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Бурение скважин должно соответствовать проектным документам, требованиям охраны недр и окружающей среды и предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Характер залегания пластов, рельеф местности и состояние поверхности позволяют проектировать на месторождении Котыртас Северный вертикальные скважины. Все скважины (оценочная №149, резервные №№ 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159), предусмотренные данным дополнением к проекту разработки, заложены единой конструкцией с проектной глубиной 1300 м.

На основе анализа геолого-промысловых данных и текущего состояния разработки месторождения проектом выделены 2 объекта разработки:

- I объект – Т, Т-I, Т-II, Т-III;
- II объект – горизонты Т-IV, Т-V.

Рекомендуемая конструкция скважин:

- Направление Ø 323,9 мм, спускается на глубину 30 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- Кондуктор Ø 244,5 мм, спускается на глубину 350м и цементируется до устья с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины.
- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается до проектной глубины 1300 м (± 250 м) и цементируется подъемом цемента до устья с установкой башмака для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции скважин.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	350	до устья	ПЦТ-1-50
Экс. колонна	215,9	168,3	1300*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: *- глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от глубины залегания целевого продуктивного горизонта.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение мобильных буровых установок с

повышенной монтаже способностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на участке Котыртас Северный более полно отвечает буровая установка ZJ-20. для вертикальных скважин

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

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

Таблица 7.1.2 - Расчет продолжительности бурения скважин с проектной глубиной 1300

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	21,0
В том числе, бурение	13,5
крепление	7,5
Испытание	6,7
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	34,7

Выполнение требований к технологии и качеству цементирования скважин

Присутствует необходимость вести строгий контроль за процентным содержанием воды и в случае необходимости проводить мероприятия по изоляции за колонных перетоков, путем закачки водоблокирующих химреагентов при цементировке.

Для получения надежной изоляции и обеспечения более качественного цементирования рекомендуется проводить следующее:

- перед цементированием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;
- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования, применять химреагенты (понижители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для получения стабильного тампонажного раствора;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- предоставить на буровой результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия на качество тампонажного материала;
- при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;
- расхаживать и (или) вращать обсадные колонны во время процесса цементирования для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора.

Более подробно вопросы технологии бурения и крепления скважины должны быть изложены в проектах на строительство скважин.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии предусмотрено применение химически обработанных полимерных растворов.

Использованные при вскрытии пластов жидкости должны соответствовать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- химические реагенты должны быть биоразлагаемыми;
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки

пласта в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислот растворимые карбонатные утяжелители;

-при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, использовать кислот растворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Все работы проводить по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

Выводы и рекомендации:

Буровые растворы, применявшиеся при первичном вскрытии, должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по месторождению в целом и по эксплуатационным объектам по рекомендуемому 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.3.

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект I. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти всего, тыс.т	9,5	9,2	9,4	9,2	9,6	9,5	9,2	8,3	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0	2,3	1,4
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	9,5	8,5	9,0	8,5	8,5	9,1	8,5	8,3	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0	2,3	1,4
3	<i>новых скважин</i>	0,0	0,7	0,3	0,7	1,0	0,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	2	1	2	3	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	2	1	2	3	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	184	184	184	184	184	184	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0,0	0,0	693,5	346,8	693,5	1040,3	346,8	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	1,4	0,7	1,4	2,1	0,7	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	9,6	9,5	8,5	9,0	8,5	8,5	9,1	8,5	8,3	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0	2,3
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,6	9,5	9,9	9,7	9,8	10,6	9,8	9,9	8,3	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0	2,3
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,5	8,5	9,0	8,5	8,5	9,1	8,5	8,3	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0	2,3	1,4
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-1,0	-0,8	-1,2	-1,3	-1,5	-1,3	-1,6	-1,3	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-0,7	-0,9
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,4	-10,6	-8,6	-12,8	-13,2	-14,0	-13,3	-15,8	-15,6	-14,4	-16,7	-20,7	-24,5	-22,9	-40,9
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	1,5	0,7	1,5	2,2	0,7	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	0	1	0	1	1	0	3	0	1	2	3	3	1	7
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	17	17	19	21	21	23	20	20	19	17	14	11	10	3
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	17	17	19	21	21	23	20	20	19	17	14	11	10	3
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	6,6	6,5	6,1	5,7	5,2	5,0	4,8	4,7	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	6,6	6,5	6,4	5,9	5,6	5,2	5,0	4,7	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	2,9	2,9	2,7	2,9	4,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	73,4	73,9	74,0	74,5	73,9	74,2	75,3	76,4	78,5	81,1	83,1	84,6	85,7	87,0	88,0
35	<i>переходящих</i>	73,4	75,2	74,6	75,9	75,8	74,7	76,5	76,4	78,5	81,1	83,1	84,6	85,7	87,0	88,0
36	<i>новых</i>	0	30	30	25	30	50	30	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,8	1,7	1,6	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
38	<i>переходящих</i>	1,8	1,6	1,6	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
39	Средняя приемистость нагнетательных 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
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	35,6	35,1	35,9	36,0	36,7	36,8	37,2	35,2	32,6	31,8	29,5	25,7	21,0	17,9	11,3
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	35,6	34,1	35,4	35,0	35,2	36,1	36,3	35,2	32,6	31,8	29,5	25,7	21,0	17,9	11,3
42	<i>из новых скважин</i>	0,0	1,0	0,5	0,9	1,5	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	632,9	667,9	703,8	739,8	776,5	813,3	850,5	885,7	918,4	950,1	979,7	1005,4	1026,4	1044,3	1055,6
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	302,6	311,8	321,2	330,3	339,9	349,4	358,6	366,9	373,9	379,9	384,9	388,9	391,9	394,2	395,5
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,085	0,087	0,090	0,092	0,095	0,098	0,100	0,103	0,105	0,106	0,108	0,109	0,110	0,110	0,111
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,5	79,8	82,2	84,6	87,0	89,4	91,8	93,9	95,7	97,3	98,5	99,6	100,3	100,9	101,3
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,4	2,3	2,4	2,3	2,5	2,4	2,4	2,1	1,8	1,5	1,3	1,0	0,8	0,6	0,3
48	Темп отбора от текущих, %	9,7	10,4	11,9	13,2	15,9	18,7	22,3	26,0	29,6	36,0	46,8	69,7	-	-	-

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект II объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти всего, тыс.т	6,9	8,4	7,3	6,1	4,8	3,8	2,9	2,5	2,4	2,0	1,9	1,7	1,3	1,1	1,0
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	5,6	8,4	7,2	6,1	4,8	3,8	2,9	2,3	2,4	2,0	1,7	1,7	1,3	1,1	0,8
3	<i>новых скважин</i>	1,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>ввод из консервации</i>	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	11,2	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	122	0	184	0	0	0	0	184	0	0	184	0	0	0	184
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0,0	346,8	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	3,9	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	9,6	5,6	8,4	7,2	6,1	4,8	3,8	2,9	2,3	2,4	2,0	1,7	1,7	1,3	1,1
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,6	9,5	8,4	7,5	6,1	4,8	3,8	2,9	2,8	2,4	2,0	2,2	1,7	1,3	1,1
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,6	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5,6	8,4	7,2	6,1	4,8	3,8	2,9	2,3	2,4	2,0	1,7	1,7	1,3	1,1	0,8
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-4,0	-1,1	-1,3	-1,4	-1,4	-1,0	-0,8	-0,6	-0,3	-0,4	-0,3	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-41,4	-11,5	-15,0	-18,4	-22,2	-20,6	-22,4	-20,8	-12,7	-14,9	-14,7	-19,7	-24,3	-18,1	-21,7
22	Мощность новых скважин, тыс.т	4,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	4	1	3	3	1	3	0	0	1	0	2	1	0	1
24	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	19	15	15	12	9	8	5	6	6	5	6	4	3	3	3
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	19	15	15	12	9	8	5	6	6	5	6	4	3	3	3
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	4,2	5,0	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,2	4,8	4,8	4,5	4,5	4,9	5,4	5,3
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	4,0	5,0	5,4	5,3	5,4	5,5	5,6	5,3	4,8	4,8	4,8	4,5	4,9	5,4	7,4
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	14,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	2,4
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	73,7	70,0	72,6	75,1	75,1	75,8	76,2	73,5	75,1	77,2	77,7	77,9	78,0	80,8	81,2
35	<i>переходящих</i>	77,2	70,0	72,9	75,1	75,1	75,8	76,2	74,9	75,1	77,2	79,1	77,9	78,0	80,8	83,8
36	<i>новых</i>	20	0	50	0	0	0	0	30	0	0	50	0	0	0	50
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0
38	<i>переходящих</i>	0,9	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2
39	Средняя приемистость нагнетательных 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
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	26,3	28,1	26,8	24,6	19,2	15,6	12,3	9,6	9,6	9,0	8,7	7,8	6,0	5,6	5,6
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	24,7	28,1	26,4	24,6	19,2	15,6	12,3	9,3	9,6	9,0	8,3	7,8	6,0	5,6	5,2
42	<i>из новых скважин</i>	1,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
43	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	623,6	651,7	678,5	703,1	722,3	737,9	750,3	759,8	769,5	778,4	787,2	795,0	801,0	806,6	812,2
44	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	300,1	308,5	315,9	322,0	326,8	330,5	333,5	336,0	338,4	340,5	342,4	344,1	345,5	346,5	347,6
45	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,141	0,143	0,146	0,148	0,149	0,150	0,151	0,152	0,153	0,153	0,154	0,155	0,155	0,155	0,156
46	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,6	94,3	95,9	97,1	98,1	98,9	99,5	100,1	100,6	101,0	101,4	101,8	102,1	102,3	102,5
47	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	1,8	1,5	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
48	Темп отбора от текущих, %	16,3	23,7	27,0	31,0	34,9	42,5	57,6	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ в целом по участку. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти всего, тыс.т	16,4	17,6	16,7	15,3	14,4	13,3	12,1	10,9	9,4	8,0	6,9	5,7	4,3	3,4	2,4
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	15,1	17,6	16,5	15,3	14,4	13,3	12,1	10,9	9,4	8,0	6,9	5,7	4,3	3,4	2,4
3	<i>новых скважин</i>	1,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>вывод из консервации</i>	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	11,2	0,0	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
8	Среднее число дней работы новой скважины, дни	122	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0,0	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
11	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	3,9	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	16,6	15,1	17,6	16,5	15,3	14,4	13,3	12,1	10,9	9,4	8,0	6,9	5,7	4,3	3,4
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	16,6	19,0	17,6	16,9	15,3	14,4	13,3	12,2	10,9	9,4	8,1	7,0	5,7	4,3	3,4
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	15,1	17,6	16,5	15,3	14,4	13,3	12,1	10,9	9,4	8,0	6,9	5,7	4,3	3,4	2,4
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,5	-1,4	-1,1	-1,6	-0,9	-1,1	-1,1	-1,3	-1,4	-1,4	-1,1	-1,3	-1,4	-0,9	-1,0
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-9,3	-7,4	-6,1	-9,4	-6,1	-7,5	-8,5	-10,7	-13,3	-14,5	-13,7	-18,0	-24,5	-21,4	-28,8
18	Мощность новых скважин, тыс.т	4,1	0,0	0,4	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	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	2	1	1	1	1	1	2	0	2	1	5	4	1	7
20	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	34	32	32	31	30	29	28	26	26	24	23	18	14	13	6
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	34	32	32	31	30	29	28	26	26	24	23	18	14	13	6
23	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	5,3	5,7	5,7	5,5	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1
28	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	5,3	5,7	5,8	5,5	5,3	5,1	5,0	4,8	4,7	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1
29	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	14,0	0,0	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
30	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	73,5	72,2	73,4	74,8	74,3	74,7	75,5	75,8	77,7	80,2	81,8	83,0	84,0	85,6	85,7
31	<i>переходящих</i>	74,9	72,2	73,5	74,8	74,3	74,7	75,5	75,8	77,7	80,2	81,8	83,0	84,0	85,6	85,7
32	<i>новых</i>	20,0	0,0	50,0	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 действующих скважин по нефти, т/сут	1,4	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
34	<i>переходящих</i>	1,3	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
35	Средняя приемистость нагнетательных 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
36	Добыча жидкости, всего, тыс.т	61,9	63,1	62,7	60,5	55,9	52,4	49,6	44,8	42,3	40,7	38,3	33,6	27,0	23,5	16,9
37	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	60,3	63,1	62,3	60,5	55,9	52,4	49,6	44,8	42,3	40,7	38,3	33,6	27,0	23,5	16,9
38	<i>из новых скважин</i>	1,6	0,0	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
39	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1508,9	1572,0	1634,7	1695,3	1751,1	1803,6	1853,1	1897,9	1940,2	1980,9	2019,2	2052,8	2079,8	2103,2	2120,1
40	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	744,5	762,1	778,8	794,0	808,4	821,7	833,8	844,7	854,1	862,1	869,1	874,8	879,1	882,5	884,9
41	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,111	0,113	0,116	0,118	0,120	0,122	0,124	0,126	0,127	0,128	0,129	0,130	0,131	0,131	0,132
42	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	85,8	87,8	89,7	91,5	93,1	94,7	96,1	97,3	98,4	99,3	100,1	100,8	101,3	101,7	102,0
43	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,9	2,0	1,9	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,1	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
44	Темп отбора от текущих, %	11,7	14,2	15,8	17,1	19,4	22,3	26,3	31,8	40,5	58,2	-	-	-	-	-

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на участке Котыртас Северный предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 9.1).

При этом предусмотрено проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Ниже приводится анализ отдельных проведенных исследований контроля разработки и рекомендации по их совершенствованию.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно по всему фонду добывающих.

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

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. Периодичность замеров обводненности дифференцирована по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

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).

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и 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 и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Гидродинамические исследования скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;
- Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в полугодие, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Комплексный метод (PLT)

Дебитометрия является широко распространенным методом получения профилей

вертикальной фильтрации и распределения притока в скважине из коллектора. В состав PLT входят гамма-каротаж, локатор муфт обсадной колонны, одновременный замер давления, температуры, плотности флюида и расхода. Замеры выполняются при различных скоростях каротажа. Проведение замеров в скважинах следует проводить в эксплуатационных скважинах после достижения стабильного. Такой подход позволит достоверно замерить распределение фильтрации и притока по перфорированному интервалу. Полученные результаты могут помочь при планировании мероприятий по повышению продуктивности скважин или приемистости (мероприятия по интенсификации притока). В комплекс исследований входят следующие методы: термоэлектрическая (СТД) и гидродинамическая (РГТ) дебитометрия и расходомерия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнометрия (ГПП-30), влагометрия (ВГД-2, КСАТ-7), резистивиметрия (РИС-42), шумометрия (КСАТ-7), локация муфтовых соединений (МЛМ), радиоактивные методы: гамма-метод-ГМ.

Последующие замеры в интервале каротажа на кабеле в добывающих скважинах должны проводиться согласно инструкциям нормативного документа «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия

применяется для:

- выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
- выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
- выявления внутриколонных перетоков между пластами;
- определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
- определения нефте-газо-водопритоков;
- выявления обводненных пластов;
- определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
- контроля за перфорацией колонны.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольший. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. Термометр

сопротивления используют в комплексе с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Метод механической расходомерии

Измерения механическими расходомерами производят для следующих целей:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Метод влагомерии

применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

Метод термокондуктивной дебитометрии

применяют:

- для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

Метод барометрии

применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Метод акустической шумометрии

применяют:

- для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Метод гамма-гамма цементометрии

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выделяются участки с цементом и без него.

Импульсный нейтронный каротаж

применяют в обсаженных скважинах для:

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;

- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- с целью получения полной информации о состоянии выработки запасов нефти рекомендуется ежегодно исследовать не менее 50% от действующего фонда скважин. При переводе скважины в закачку исследования должны выполняться не реже 1 раза в год в течение первых двух лет работы. Затем измерения должны проводиться не реже 1 раза в два-три года.

- невыполнение запланированных объемов ГИС по контролю за разработкой для объектов на протяжении всего периода эксплуатации месторождения затрудняет и даже делает невозможным осуществление объективного контроля за процессом выработки этих пластов.

Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;

- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при $R_{\text{заб}} > R_{\text{нас}}$ и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4. Микрокомпонентный состав.

Таблица 9.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований		Категории и виды скважин	
			Добывающие	Нагнетательные
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления		во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно	-
2	Определение обводненности продукции по действующим скважинам:		во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования Еженедельно	-
3	Определение пластового давления и температуры по действующим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в пол года	-
4	Определение забойного давления по действующим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ Не реже 1 раза в квартал	-
5	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	-
6	Исследование методом восстановления давления по переходящим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	-
7	Геофизические исследования скважин		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	-
8	Исследования профиля притока		Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	-
9	Определение профиля поглощения			-
10	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	-
11	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	-
12	Замеры газового фактора в условиях	$R_{заб} > R_{нас}$	1 раз в год	-
		$R_{пл} > R_{нас}$ и $R_{заб} < R_{нас}$	Ежеквартально	
		$R_{пл} \leq R_{нас}$	Ежемесячно	

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к проекту «Дополнение к проекту разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай» выполнена Службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02354Р от 15.12.2021 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021 г.;

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Участок Котыртас Северный месторождения Кенбай, расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в междуречье Сагиз-Эмба и приурочено к Сагизской зоне локальных поднятий по надсолевому комплексу. По нефтегазогеологическому районированию месторождение относится к Сагизской зоне нефтегазонакопления.

В административном отношении месторождение входит в состав Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жамансор и Мукур, расположенные к северо-западу на расстоянии соответственно 17 и 50 км. Расстояние до областного центра г. Атырау составляет 240м.

Старые нефтепромыслы Южной Эмбы – Макат, Сагиз, Доссор расположены юго-западнее на расстоянии соответственно 60, 70 и 90 км. В 30 км северо-западнее находится 3-я нефтеперекачивающая станция с выходом нефтепровода на нефтеперерабатывающий завод г. Атырау.

В орографическом отношении район представляет собой полупустынную равнину с широко распространенной сетью соров, с абсолютными отметками рельефа, колеблющимися в пределах от +50 до +100м.

Гидрографическая сеть развита слабо, представлена небольшой рекой Кайнар, пересыхающей в летнее время. Севернее площади протекает река Сагиз, вода которой не пригодна для питья. Пресноводных колодцев в районе мало, дебиты воды в них незначительные.

Климат района резко континентальный с большими колебаниями суточных и сезонных температур. Зима холодная, малоснежная, температура достигает в январе-феврале до -35 -40 оС мороза, лето жаркое и сухое с максимальной температурой до +30 +40 оС. В летнее время преобладают ветры северо-западного направления, а зимой северо-восточного от 5 до 15 м/сек. Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 170 до 200 мм в год.

Животный мир и растительность представлены видами, типичными для

полупустынь. Растительный покров представлен, в основном, полынью, верблюжьей колючкой. Животный мир не богат, из крупных животных встречаются сайгаки, волки, лисицы, корсаки. Очень много грызунов. Из птиц встречаются степные орлы, дрофы, куропатки.

Район является практически не заселенным, в летний период население занимается отгонным животноводством.

Перевозка буровых бригад, технического персонала и грузов осуществляется по асфальтированным и грунтовым дорогам.

В районе работ помимо наличия углеводородного сырья имеются строительные материалы.

Газонефтяной участок Котыртас Северный относится к группе разрабатываемых, находится в ведении АО «Эмбаунайгаз».

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции.

Таблица 10.1.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-11,9 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	33,4 градуса тепла
Среднегодовое количество осадков	
из них, с XI по III	73,6 мм
с IV по X	90,9 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	7 дней
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	9 м/с

Таблица 10.1.2 – Среднемесячная и годовая температура воздуха, °C

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-5,1	-8,1	2,3	12,8	19,3	23,4	26,9	25,1	17,4	10,4	3,4	-6,2	10,1

Таблица 10.1.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,2	3,9	3,8	3,9	4,1	4,2	4,1	3,8	3,8	3,8	3,0	3,9	3,9

Таблица 10.1.4 – Повторяемость направления ветра и штилей (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
8	10	16	21	7	11	11	16	0

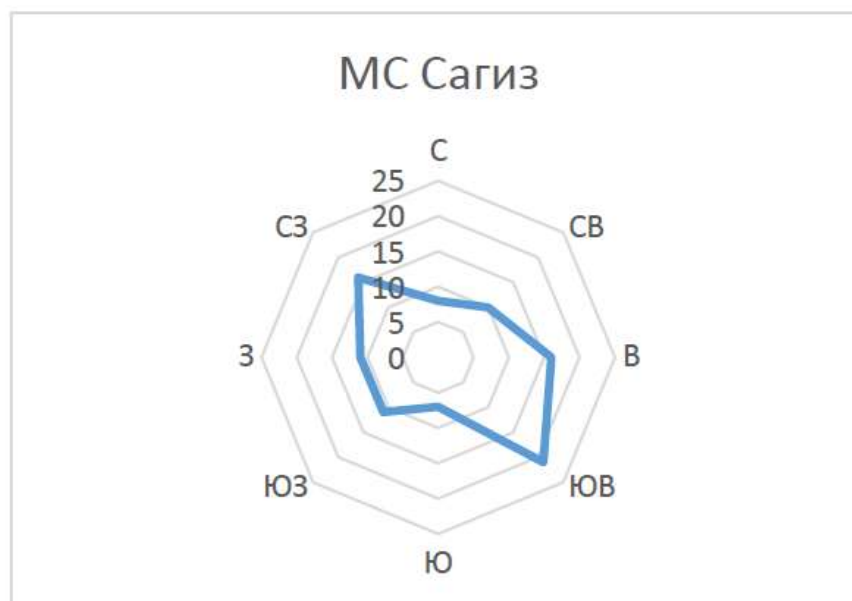


Рис. 10.1.1 – Роза ветров

10.2 Организация контроля над выбросами

При проведении фоновых исследований на структуре современное состояние всех составляющих окружающей среды оценивалось на основе результатов полевых исследований проведенных в 2025г.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Котыртас Северный показал, что за 2025г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

10.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Ранее компанией АО «Эмбаунайгаз» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для АО «Эмбаунайгаз», далее согласно выданному заключению Департаментом комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Атырауской области по вышеназванному проектному документу для АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м (копия заключения СЭС прилагается).

Установленный размер СЗЗ соответствует СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом МЗ РК №ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022г согласно которому размер санитарно-защитной зоны объекта по добыче и разведке нефти составляет не менее 1000 м.

10.4 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км), Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110.5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в сорах и песках.

Река Урал – является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км. в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов. г. Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море.

Река Урал – единственная не зарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана р. Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна.

Средняя продолжительность паводка – 84 дня. в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80% годового стока. Среднемноголетний пик паводка приходится на середину мая.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках. называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах

поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

Водоносный горизонт территории содержит воды с минерализацией от 93.5 до 229.5 г/дм³. Химический состав вод хлоридно-натриевый. Соры в данном случае являются аккумуляторами всех поверхностных стоков атмосферных осадков с окружающих их поверхностей. Кроме того, для грунтовых вод верхнечетвертичных морских хвалыньских отложений и напорных вод нижнемеловых, юрских, триасовых они служат областью их разгрузки. Грунтовые воды залегают на глубине 2-4 м. В разрезе надсолевого комплекса пород прослеживаются водоносные горизонты мощностью от 5 до 40 м. представленные песками и песчаниками, в отдельных случаях встречаются прослой известняков.

Самый верхний водоносный горизонт новокаспийских отложений имеет минерализацию в пределах 20-200 г/дм³, по химическому составу хлоридно-натриевого типа. Коэффициенты фильтрации изменяются в пределах 0.15-0.80 м/сут, что указывает на застойный не дренируемый характер вод. Глубина залегания первого водоносного горизонта изменяется от 0,6-1,0 м. у береговой линии моря до 1.8-4.6 м на остальной территории в зависимости от рельефа.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Водоснабжение.

АО «Эмбаунайгаз» пользуется услугами субъекта, который занимается строительством скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз», а также выполняет операции по водоснабжению. Водоснабжение при строительстве скважин для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организацией. (Договор со специализированными организациями определяется путем проведения открытого тендера).

Водоотведение.

При строительстве скважин хозяйственных сточных вод от вахтового поселка накапливаются в местные железобетонные септики емкостью 25 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированными организациями определяется путем тендера).

При эксплуатации месторождения вывоз и утилизация сточных вод осуществляется

согласно договору.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

10.5 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин осуществляется *безамбарным методом*. Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;

- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;
- Отработанные аккумуляторы.

10.6 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфат редуция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;
- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются;

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к

естественному фону облучением;

- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв в за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ УЧАСТКА

Участок Котыртас Северный находится в промышленной разработке с 1995 г., на данный момент участок находится на IV стадии разработки. Общий пробуренный фонд на отчетный период составляет 101 скважина.

Пластовая нефть продуктивных горизонтов в целом, по месторождению изучено по 32 пробам. Из них 19 глубинных проб и 13 рекомбинированных проб. Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 148 поверхностные пробы, отобранные из продуктивных горизонтов. Исследование компонентного состава попутного газа охарактеризовано 21 пробам, растворенного газа 38 пробам.

На месторождении с керноотбором пробурено 22 скважины. Общий метраж бурения с отбором керна составил 1640,8 м, линейный вынос — 549,78 м (33,5%). Всего проанализировано 343 образца керна. В пределах триасовых отложений выполнена проходка 1364,95 м с выносом 481,95 м (35,31%), изучено 320 образцов из 20 скважин. Вне продуктивных толщ (меловой, юрской и пермской систем) проходка составила 275,85 м, вынос — 67,83 м (24,59%), изучено 23 образца. Проведены как стандартные, так и специальные исследования керна.

С целью оценки запасов категории C₂ в 2024г была пробурена оценочная скважина №148 и проведено опробование.

На основе новых данных, полученных в результате бурения оценочной скважины № 148, в 2025г был составлен и утвержден Прирост запасов нефти и газа (Протокол ГКЗ РК №2792-25-У от 19.12.2025г.), в таблице 11.1 представлены утвержденные запасы нефти и газа по участку в целом.

Таблица 11.1 – Запасы нефти и газа

Категория	Нефть, тыс. т.		Растворенный газ, млн. м ³		Свободный газ, млн. м ³	Газ газовой шапки, млн. м ³
	геол.	извл.	геол.	извл.	геол.	геол.
B	2134	341,6	219,9	35		
C ₁	4586	526,2	324,8	37,9	15	25,8
C ₂	1206	137	93	11,3		2

На участке Котыртас Северный основные части залежи с промышленными категориями достаточно изучены, однако в северной части имеются области запасов категории C₂ с геологическими запасами нефти 1206 тыс. т., по которым требуется дозучение.

Учитывая вышеизложенное при дальнейшей работе на участке, рекомендуется:

-произвести отбор керна при бурении новых скважин с проведением стандартных и специальных анализов;

-выполнить отбор проб в пластовых и поверхностных условиях с последующим изучением их компонентного состава и физико-химических характеристик;

-продолжить испытание и опробование в новых и ранее пробуренных скважинах;

-в связи с наличием значительных запасов нефти категории C_2 рекомендуется бурение оценочной скважины № 149 на участке северной части блока II с целью оценки и перевода в категорию C_1 до конца 2027 г.;

-выполнить пересчет запасов нефти и газа в целом по месторождению с учетом результатов бурения и испытания оценочных скважин.

12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Котыртас Северный на момент составления настоящего «Проекта разработки месторождения Котыртас Северный», разрабатывается согласно Контракта на добычу газа и конденсата от №37 Кенбай от 16.01.1996г.

Ликвидационные отчисления, перечисленные на банковский счет по состоянию 01.01.2026г. составляют **144 264,00** долл. или **77 902 560,00** тенге по курсу 540 долл/тенге

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, 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 планируемым объемам добычи углеводородов.

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 проектно-рентабельного периода.

На конец контрактного периода эксплуатационный фонд составит 5 ед. Скважины ликвидируемые в процессе разработки учтены в эксплуатационных затратах в таблице

4.2.4, график ликвидируемых скважин в период разработки приведен в табличных приложениях Т.П.12.1.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа. В стоимость ликвидации скважин входит рекультивация площади скважин и установка репер тумбы. Стоимость 1 бригада/часа составляет 47430 тенге.

Таблица 12.1 – Стоимость ликвидации скважин

Наименование	бр.час/скв	кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
от 1000 м. до 1500 м.	210	28	9 960 300	278 888 400,00
Всего		28		278 888 400,00

Согласно локальной смете, стоимость демонтажа существующих объектов и оборудования составила **154 657 740 тенге** (таблица П.12.2). Список демонтируемого оборудования приведен в таблице 12.2, сметные расчеты приведены в табличных приложениях П.12.2.

Таблица 12.2 – Список демонтируемого оборудования.

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Емкость 25 м3	шт	3	517254
Емкость 50м3 ГЗУ-2 (септик)	шт	1	295031
ГЗУ-2 ОЗНА-40-14-400	шт	1	225583
ГЗУ-4 Спутник Б-40-14-500	шт	1	225583
ГЗУ-3 СИ-40-14-400	шт	1	225583
РП-5	шт	1	74791
РП-6	шт	1	74791
Емкость 50 м3	шт	1	993418
Пункт водораспределительный ВРП-2	шт	1	307279
Станок-качалка	шт	33	16500627
Привод ПНШ-60-3-40 скв.№75	шт	1	409089
Погрузка, разгрузка, перевозка			1905990
Итого по разделу 1			21755019
Выкидные линии из ст.труб Ду73мм, 0,466км	км	0,466	2038917
Выкидные линии из ст.труб Ду89	км	8,18	31501774
Линия водопроводная из п/э труб Ду110	км	7,65	7611902
Выкидные линии и линия водовода из СВТ труб Ду100мм	км	8,04	29974171
Нагнетательные линии из ст.труб Ду73	км	0,404	2201172
Нефтяной коллектор, линия коллекторная напорн. водов. УПСВ-ВРП-1 из ст.труб Ду159	км	7,362	40987392
Итого по разделу 2			114315328
Ограждения металлические	м	401,5	1685898
Погрузка, разгрузка, перевозка			55337
Итого по разделу 3			1768903
Колодцы канализационные круглые сборные железобетонные,	м3	2	132905
Колодца круглого из сборного железобетона в грунтах	м3	1	102970

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Итого по разделу 4			235875
Прожекторная мачта	шт	1	452521
Мачта для освещения стальные массой до 1,5 т	опора	4	58168
Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВ•А.	подстанция	31	3348155
Подстанция блочная напряжением 110 кВ с одним трансформатором мощностью до 16000 КВХА	подстанция	2	3212450
Провода ВЛ 0,38 кВ	шт	42	516432
Провода ВЛ 6-10 кВ	шт	173	3108810
Опоры ВЛ 0,38-10 кВ	шт	215	2600855
Погрузка, разгрузка, перевозка			1073516
Итого по разделу 5			14370907
Здание операторное	м3	81,8	280574
Погрузка, разгрузка, перевозка			1931134
Итого по разделу 6			2211708
Итого сметная стоимость			154 657 740

Затраты на рекультивацию рассчитываем, исходя из общего объема нефтезагрязненных земель, который равен 80,145 тн и удельной стоимости работ по рекультивации, которая составляет 13 195 тенге/тонна. Коэффициент перевода, м3 в тонны 1,37 ед. Общая стоимость рекультивации составила **1 057 513** тенге.

Ниже приведена таблица с указанием объемов и массы рекультивации.

Таблица 12.3 – Масса рекультивируемой земли

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м3/шт	Масса рекультивируемой земли, тонн
Емкость 25 м3	шт	3	8,1	11,097
Емкость 50м3 ГЗУ-2 (септик)	шт	1	2,7	3,699
ГЗУ-2 ОЗНА-40-14-400	шт	1	7,5	10,275
ГЗУ-4 Спутник Б-40-14-500	шт	1	7,5	10,275
ГЗУ-3 СИ-40-14-400	шт	1	7,5	10,275
РП-5	шт	1	7,5	10,275
РП-6	шт	1	7,5	10,275
Емкость 50 м3	шт	1	2,7	3,699
Пункт водораспределительный ВРП-2	шт	1	7,5	10,275
Всего				80,145

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.4 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тенге	278 888 400
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тенге	154 657 740
Рекультивация земли	тенге	1 057 513
Плата за выбросы	тенге	4 346 037
Итого:	тенге	438 949 690
Накопленная добыча нефти за контрактный период	тенге	77 902 560
Итого с инфляцией	тенге	461 072 079
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период 2026-2032 гг.	тыс. тонн	105,800
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонна	4 357,96

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 планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего анализа разработки расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026 г.

Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд в данной работе определяется в зависимости от накопленной добычи нефти за рентабельный период 2026-2032 гг.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ЛФ
	тыс.т	тг/тонна	тыс.тг
2026	16,400	4357,96	71470,530
2027	17,600	4357,96	76700,081
2028	16,700	4357,96	72777,918
2029	15,300	4357,96	66676,775
2030	14,400	4357,96	62754,612
2031	13,300	4357,96	57960,857
2032	12,100	4357,96	52731,306
Итого	105,800		461 072,079

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература:

1. Правительство РК Экологического Кодекса РК № 400-VI ЗРК от 02.01.2021г.
2. Правительство РК Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании»;
3. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.07.2013г);
4. Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года №239
5. Правительство РК Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», утвержденная Министерством Энергетики РК 24.08.2018г приказом №329, г.Астана, 2018г;
6. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №104 от 18.01.2012г;
7. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №201 от 03.02.2012г;
8. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №202 от 03.02.2012г;
9. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №93 от 12.01.2012г;
10. Правительство РК «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №14 от 16.01.2009г;

11. Правительство РК «Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Председателя КГЭН МЭМР № 11-П от 17.07.2008г;
12. Правительство СССР «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», утвержденные приказом МНП №32 от 10.01.1986г по согласованию с Госстроем СССР и ГКНТ СССР (письмо №45-1107 от 16.12.85);
13. Правительство РК СНиП РК 2.02-15-2003 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», утвержденные Приказом Комитета по делам строительства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, 2003г;
14. Правительство СССР СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение», утвержденные приказом Государственного комитета СССР по делам строительства №100 от 27.06.1979г;
15. Правительство РК «Рекомендации по обеспечению радиационной безопасности при работе с нефтью, конденсатами и пластовыми водами нефтеносных горизонтов», утвержденные приказом №5-7/1024 от 21.10.91г Госкомитета Каз. ССР по экологии и биоресурсам, выданные Госкомитетом РК по экологии и природопользованию при разработке нефтяных месторождений;
16. Правительство РК «Нормы радиационной безопасности», утвержденные Постановлением Главного государственного санитарного врача Республики Казахстан №10 от 09.12.1999г;
17. Правительство СССР «Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений», утвержденные приказом Главного Государственного врача СССР №4422-87 от 26.08.1987г;
18. Правительство РК СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», Астана, 2007г;
19. Правительство РК «Требования промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений» от 29.12.2008г № 219;
20. Правительство РК «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли» от 21.12.2010г № 442;
21. Правительство РК СН РК 4.01-02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений», Астана, 2011г;
22. Правительство РК «Инструкция по отбору поверхностных и сточных вод на химический анализ», Алматы, 1994г;

23. Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.03.2012г);
24. МНП СССР «Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов эксплуатационных скважинах», утвержденный 1-м Зам. министра МНП СССР от 05.10.1984г, ВНИИОЭНГ, г. Москва, 1985г;
25. Межгосударственный комитет Межгосударственный стандарт ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия»
Введен в действие постановлением Госстроя РФ №18-31 от 10.04.1998г, г. Москва, 1998г;
26. Правительство РК Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», утвержденная Министерством Энергетики РК 24.08.2018г приказом №329, г.Астана, 2018г;
27. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355
28. ВНИИ РД 39-100-91 «Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений», Москва, 1991г;
29. ВНИИ РД 39-4-699-82 «Руководство по применению комплекса геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений», Москва, ВНИИ, 1982г;
30. Быков Н.Е., Максимов М.И. и др. «Справочник по нефтепромысловой геологии», Москва, «Недра», 1981г;
31. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. «Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений», «Недра», М., 1975г;
32. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа - М.: Изд-во "Нефть и газ", РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008.-296с., ил.

б) Фондовая литература:

33. Бабашева М.Н., Ветрова В.П., Чен В.И. и др. Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Молдабек-Котыртас по состоянию изученности на 1 июня 1990 г. г.Атырау, КазНИГРИ, 1990г;
34. Байманов Б.К., Амиртаев М., Сатыбалдиев Г.Т. и др. Технологическая схема разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай. г.Атырау, ЦНИЛ АО «Эмбаунайгаз», 1995 г;
35. Коштаева Ш.К., Акбуйдакова А.И. и др. Текущее уточнение геологического строения и анализ запасов нефти и газа по участку Котыртас Северный месторождения Кенбай (по состоянию изученности на 01.12.1997г). г.Атырау, ЦНИЛ, 1997г;
36. Шаукенова Д.Е., Иманбаева Ж.К. и др. Авторский надзор за реализацией проектных решений на участке Северный Котыртас месторождения Кенбай. г.Атырау, ЦНИЛ, 1998 г;
37. Шаукенова Д.Е., Балгимбаева Р.М. и др. Краткий анализ текущего состояния разработки месторождения Кенбай по состоянию изученности на 01.01.2001г. г. Атырау, ЦНИЛ, 2001 г;
38. Бисенгалиева Г.Т., Тарбаев С.К. и др. Авторский надзор за реализацией проектных решений на участке Северный Котыртас месторождения Кенбай. г.Атырау, ЦНИЛ, 2003 г;
39. Коштаева Ш.К., Шалагулова Ш.А. и др. Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Котыртас Северный по состоянию на 01.01.2007г. г.Атырау, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2007г;
40. Бабашева М.Н., Каирбеков С.Б. и др. Проект разработки месторождения Кенбай (участок Котыртас Северный). г. Атырау, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2007г;
41. Мурзагалиева Ж.С., Коштаева Ш.К., Утесинова Х.Р. Пересчет запасов нефти, растворенного в нефти газа, свободного газа и газа газовых шапок месторождения Кенбай (участок Котыртас Северный) по состоянию на 01.07.2013г. г. Атырау, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2013г
42. Каирбеков С.Б., Мухтанов Б.М., Шапауова Д.Б. Анализ разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2014г;
43. Мухтанов Б.М., Нурсултанов Е.Г., Утесинова Х.Р. Анализ разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2016г;
44. Мухтанов Б.М., Нурсултанов Е.Г., Утесинова Х.Р. «Уточненный проект разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2017г;
45. Джаксылыков Т.С., Макрушин Ю.Ю., Тургалиева А.М. «Анализ разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай, Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021г.
46. Джаксылыков Т.С., Еспусинова А.С., Багитова Э.А. «Пересчет извлекаемых запасов нефти, растворенного в нефти газа, свободного газа и газа газовых шапок участка Котыртас Северный месторождения Кенбай, Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2022г.

- | | |
|---|--|
| 47. Башев А.А.,
Макрушин Ю.Ю.,
Багитова Э.А. | «Проект разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай, Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024г. |
| 48. Мурзагалиева Ж.С.,
Закенова А.С.,
Еспусинова А.С. | «Прирост запасов нефти и газа участка Котыртас Северный месторождения Кенбай, Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2025г. |

Табличные приложения

Таблица 2.3.1 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

<i>№ п.п</i>	<i>№ скв.</i>	Дата отбора дд.мм.гггг	Вид пробы	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Глубина отбора м	Горизонт	Блок	Температура исследования С°	Давление исследования проб	Давление насыщения при температуре пласта МПа	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Плотность нефти в пластовых условиях кг/м³	Плотность нефти при давлении насыщения г/см³	Средний коэффициент изотермической сжимаемости	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа·с	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Коэф.растворимости газа м³/м³* МПа	Относительная плотность газа по воздуху	Плотность газа	Усадка нефти %
1	1*	04.09.1986	глуб.	1114.0	1119.0		T-I	V	38.0	12.7	4.4	152.7	189.6	1.115	0.897	0.610	609.8			3.9	0.805			0.000	35.5
2	38*	19.03.2020	глуб.	1079.0	1134.2	155.0	T+T-I		36.1	11.6	1.2	5.4	6.1	1.013	0.987	0.882	881.6		22.9	53.9	0.888	4.6	0.721	0.869	1.3
3	38*	19.03.2020	глуб.	1079.0	1134.2	155.0	T+T-I		36.1	11.6	1.1	5.2	5.8	1.012	0.988	0.884	883.5		22.2	54.1	0.890	4.5	0.707	0.852	1.2
4	22	24.09.1988	глуб.	1108.0	1112.0		T-II	IV	40.0	7.6	3.0	49.3	58.2	1.120	0.893	0.712	712.0			6.4	0.847	16.5	0.818	0.985	11.0
5	22	21.05.1988	глуб.	1119.0	1123.5		T-II	IV	41.0	10.8	4.8	33.3	40.5	1.140	0.877	0.789	789.2			2.8	0.822	6.9		0.000	12.0
6	60	19.07.2018	рекомб.	1121.0	1125.0		T-II		41.6	10.9	6.2	47.4	58.0	1.161	0.861	0.765	765.0		18.8	1.5	0.817	7.6	1.019	1.227	13.8
Значение по горизонту T-II									40.9	9.8	4.7	43.3	52.2	1.140	0.877	0.755	755.4		18.8	3.6	0.829	10.4	0.918	1.106	12.3
7	7*	14.08.1987	глуб.	1192.0	1197.0	1000.0	T-III	V	43.0	6.0	1.6	19.8	22.3	1.080	0.926	0.842	841.9			18.5	0.886	12.4	0.907	1.093	7.0
8	23*	04.05.1988	глуб.	1131.0	1135.5		T-III	II	41.0	11.3	5.5	21.9	26.7	1.090	0.917	0.809	808.9			3.3	0.823	4.0	-	#3HACH!	8.5
9	140	17.07.2018	рекомб.	1173.0	1202.0		T-III	IV	41.6	10.9	8.8	51.6	58.1	1.134	0.882	0.835	835.0		19.1	8.5	0.888	5.8	0.849	1.023	11.8
10	132	25.05.2022	рекомб.	1105.3	1146.4		T-III	V	41.3	11.1	8.9	48.0	55.1	1.095	0.913	0.838	838.0	0.834	20.0	4.6	0.871	5.4	0.811	0.977	8.7
Значение по горизонту T-III									41.4	11.0	8.8	49.8	56.6	1.115	0.898	0.837	836.5	0.834	19.5	6.6	0.880	5.6	0.830	1.000	10.2
11	37	14.04.1989	глуб.	1196.0	1207.8		T-IV	II	42.5	12.2	5.7	102.2	128.6	1.210	0.826	0.747	747.0			1.6	0.795	18.0	0.934	1.125	38.0
12	98	25.06.1997	глуб.	1229.0	1235.0		T-IV	II	42.0	10.6	7.0	120.6	155.0	1.408	0.710	0.686	686.3		2.3		0.778	17.2		0.000	29.0
13	71*	21.09.2013	рекомб.	1203.0	1207.0		T-IV	II	35.0	4.0	3.5	41.1	51.4	1.190	0.840	0.719	719.0		24.7	1.3	0.803	11.9	1.105	1.331	16.0
14	79*	24.10.2013	рекомб.	1207.0	1211.0		T-IV	II	33.0	7.0	4.8	40.4	50.4	1.192	0.839	0.711	711.0		36.1	0.5	0.801	8.4	0.967	1.165	16.1
15	79	07.11.2016	рекомб.	1207.0	1227.0		T-IV	II	43.0	10.0	7.6	81.8	102.2	1.285	0.778	0.703	703.0		26.8	0.8	0.800	10.8	1.047	1.261	22.2
16	129	17.07.2018	рекомб.	1222.0	1242.0		T-IV	II	41.6	11.6	8.1	83.5	103.0	1.213	0.824	0.783	783.0		21.7	2.7	0.859	10.3	0.904	1.089	17.5
17	93	11.05.2023	рекомб.	1182.0	1214.5		T-IV	II	43.4	12.0	9.5	88.2	109.1	1.237	0.808	0.656	656.0	0.651	17.6	0.9	0.808	8.9	0.814	0.981	19.2
18	148	22.09.2024	глуб.			1198.6	T-IV	II	29*	11.9	11.5	203.0	256.0	1.618	0.618	0.649	649.0	0.596	32.9	0.4	0.793	17.6	1.052	1.267	38.2
19	148	22.09.2024	глуб.			1208.0	T-IV	II	29*	11.9	10.0	170.6	218.4	1.540	0.649	0.658	658.0	0.654	32.9	0.5	0.781	17.1	1.131	1.362	35.1
20	148	27.09.2024	глуб.			1230.9	T-IV	II	32.0	12.5	7.3	116.5	149.4	1.346	0.743	0.693	693.0	0.668	31.3	0.7	0.780	16.0	1.089	1.312	25.7
21	148	11.02.2025	глуб.	1229.0	1233.0	1010.0	T-IV	II	38.4	16.0	10.1	141.6	181.1	1.405	0.712	0.670	670.0	0.661	30.0	0.6	0.782	14.1	0.972	1.171	28.8
среднее по блоку 2									40.4	12.1	8.5	123.1	155.9	1.362	0.741	0.694	693.9	0.646	24.4	1.0	0.797	14.4	0.993	1.196	28.2
22	103*	30.11.1997	глуб.	1222.0	1238.0		T-IV	IV	36.0	6.0	4.7	64.5	82.8	1.205	0.830	0.728	727.8		4.0		0.779	13.7		0.000	17.0
23	5	24.03.1987	глуб.	1200.0	1218.0		T-IV	V	43.0	12.1	4.0	94.8	118.8	1.310	0.763	0.688	687.5			1.7	0.796	23.7	0.898	1.081	24.0
24	5	05.02.1987	глуб.	1200.0	1204.0		T-IV	V	43.0	12.1	4.0	120.5	151.4	1.350	0.741	0.676	676.3			1.5	0.795	30.1	0.734	0.884	26.0
25	130	15.10.2010	глуб.	1208.0	1225.0	1120.0	T-IV	V	43.0	11.0	8.9	62.1	77.6	1.275	0.784	0.691	691.0		18.8	1.0	0.800	6.9	1.138	1.371	21.6
26	132*	01.12.2011	рекомб.	1212.0	1213.5		T-IV	V	45.0	6.1	5.2	42.3	56.9	1.136	0.881	0.718	718.0		21.3	0.9	0.796	8.7		0.000	11.9
27	130*	01.12.2013	рекомб.	1208.0	1212.0		T-IV	V	45.0	6.1	5.1	45.4	56.8	1.134	0.882	0.752	752.0		20.8	1.0	0.800	8.9	0.959	1.155	11.9
28	132*	24.10.2013	рекомб.	1212.0	1213.5		T-IV	V	38.0	5.5	4.2	46.4	58.3	1.192	0.839	0.711	711.0		57.6	1.2	0.796	11.9	0.933	1.124	16.1
29	123	21.10.2017	рекомб.	1184.5	1188.0		T-IV	V	43.6	11.6	8.5	69.9	86.4	1.177	0.850	0.746	746.0		20.8	1.0	0.809	8.2	0.820	0.988	15.0
Значение по горизонту T-IV Блок 5:									43.0	11.7	5.6	92.5	115.9	1.312	0.763	0.685	684.9		18.8	1.4	0.797	20.3	0.923	1.112	23.9
Значение по горизонту T-IV:									41.4	12.0	7.9	111.9	141.3	1.336	0.754	0.696	695.9	0.646	23.5	1.1	0.798	15.3	0.961	1.158	26.2
30	64	21.09.2013	рекомб.	1173.0	1189.0		T-III+T-IV	II	30.0	3.7	2.3	20.3	25.7	1.068	0.937	0.764	764.0		22.2	1.9	0.790	8.8	1.009	1.215	6.3
31	123*	15.10.2010	глуб.	1244.0	1262.0		T-V	V	45.1	10.4	3.6	44.7	55.8	1.138	0.879	0.758	757.7		21.1	1.2	0.801	12.3	1.141	1.374	12.1
32	136*	26.11.2010	глуб.	1270.0	1276.0		T-V	IV	45.0	11.3	7.5	52.8	56.1	1.155	0.866	0.848	848.0		62.6	94.1	0.941	7.0	0.623	0.750	13.4

Таблица 2.3.2. – Физико-химическая характеристика нефти в поверхностных условиях

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс <u>Смог-силикателевых</u>	содер. %масс <u>Асфальтенов</u>	содер. %масс <u>Серы</u>	Температура °С Застывания	Температура °С Вспыши в закрытом тигле	содер. %масс <u>Парафинов</u>	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс <u>Коксность</u>	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
1	38*		1079.0	1085.0	T	IV	0.886	1142.9	106.3	65.8	41.4	26.3	23.6	отс.		-20.0	-17.0	0.7	55.0	3.2	149.0			2.5	12.0	33.0
2	38*	19.03.2020	1079.0	1134.2	T	IV	0.888	267.0	136.5	76.8	47.0	31.0	13.8		0.4	-48.0	35.0	0.6	54.0	2.8	140.0		1.0	6.0	14.0	31.0
3	23	12.07.1988	1099.0	1095.0	T-I	II	0.839		8.9			5.5	2.4	0.09	0.1	-20.0	2.0	0.2		1.1				38.8		58.2
4	23	12.07.1988	1099.0	1095.0	T-I	II	0.805		4.9			3.0			0.3	-20.0	-5.0				43.0	13.0	26.0	39.0	50.0	56.0
5	1*	08.09.1986	1119.0	1114.0	T-I	V	0.849		14.9			6.4	18.1	0.83	0.2		23.0			2.2				32.2		56.2
6	1	04.09.1986	1119.0	1114.0	T-I	V	0.805																			
7	1	04.09.1986	1119.0	1114.0	T-I	V	0.805		1.8			2.7	-	-	-	-	-	-		-				-		-
8	5	23.11.1987	1059.0	1073.5	T-I	V	0.783		2.3			1.6	2.7	0.74	0.1	-20.0	-5.0	0.1		0.1				50.4		74.8
9	68		1118.0	1114.0	T-I	V	0.807		4.7			2.6			0.2	-18.0	-5.0			1.0	50.0	13.0	32.0	44.0	56.0	74.0
Среднее значение по горизонту T-I:							0.807		4.5			3.1	2.6	0.42	0.2	-19.5	-3.3	0.1		0.7	46.5	13.0	29.0	43.1	53.0	65.8
10	20*	29.04.1988	1126.0	1117.0	T-II	I	0.911		706.1			111.9	22.0	2.09	0.3	-15.0	71.0	0.8		4.9				15.6		40.4
11	20*	14.04.1988	1129.0	1133.0	T-II	I	0.915		817.3			129.5	23.1	0.21	0.4	-15.0	47.0	0.8		6.2				8.0		26.7
12	20*	14.04.1988	1136.7	1141.0	T-II	I	0.914		883.4			127.3	19.0	1.40	0.4	-15.0	54.0	1.1		5.5				11.6		41.6
13	25*	08.06.1988	1110.0	1120.5	T-II	I	0.920		525.0			185.0	22.4	0.37	0.3	-20.0	49.0	0.2		4.4				5.4		28.2
14	10	14.12.1987	1107.0	1121.0	T-II	II	0.822		7.6			4.0	7.1	0.32	0.2	-20.0	-15.0	0.4		1.2				39.2		58.0
15	10	22.11.1987	1128.0	1138.0	T-II	II	0.844		14.6			6.7	2.7	0.66	0.3		-15.0	0.4		2.4				29.6		48.4
16	10	12.10.1995	1121.0	1144.0	T-II	II	0.846	27.4	18.6	14.6	10.7	8.0	12.7	0.06	0.2	-18.0	-10.0			2.8	48.0	9.0	18.0	27.0	35.0	49.0
17	23	12.05.1988	1123.5	1119.0	T-II	II	0.826		8.2			4.4	6.2	0.41	0.2	-25.0	-25.0	0.5		1.1				22.8		52.8
18	23	12.05.1988	1123.5	1119.0	T-II	II	0.822		6.9			3.7	-	-	-			-		-				-		-
19	23	12.05.1988	1123.5	1119.0	T-II	II	0.836		8.8			4.3			0.3	-18.0	-4.0			1.9	64.0	10.0	29.0	39.0	49.0	60.0
20	66	01.04.1997	1144.0	1132.0	T-II	II	0.828		6.7			3.5			0.3	-14.0	-5.0			1.7	47.0	11.0	27.0	38.0	50.0	68.0
21	66	01.04.1997	1144.0	1132.0	T-II	II	0.831		8.6			4.3				-18.0	48.0			1.6	48.0	10.0	25.0	35.0	43.0	53.0
22	60	19.07.2018	1121.0	1125.0	T-II	II	0.819	7.5	5.8	3.5	3.6	2.9	7.5		0.2	-20.0	-25.0	1.1	56.0	1.8	45.0	10.0	25.0	40.0	48.0	60.0
23	22	04.09.1988	1112.0	1108.5	T-II	IV	0.847																			
24	22	04.09.1988	1128.5	1119.5	T-II	IV	0.818		7.7			4.1	9.3	0.39	0.2	-20.0	7.0	0.7		0.5				36.4		60.0
25	38*	18.10.1988	1135.0	1133.0	T-II	IV	0.875		64.5			19.3	29.1	2.00	0.5		20.0	0.6		2.8				17.2		40.0
26	38*	11.10.1988	1147.0	1145.0	T-II	IV	0.867		40.6			16.6	30.4	2.25	0.5	-14.0	36.0	0.5		2.7				17.2		38.0
27	5	15.09.1987	1100.0	1104.0	T-II	V	0.849		10.4			5.3			0.4					1.2				28.0		53.6
28	5	15.09.1987	1100.0	1104.0	T-II	V	0.842		12.3			5.4			0.3		-18.0			1.2	60.0	3.0	13.0	22.0	32.0	46.0
29	5	15.09.1987	1100.0	1104.0	T-II	V	0.836		10.2			5.2	1.6	0.41	0.4	-20.0	19.0	1.0		1.2				28.0		53.6
30	5	22.10.1987	1086.0	1091.0	T-II	V	0.853		22.4			11.9	12.0	2.45	0.4	-20.0	24.0	1.1		1.4				22.0		46.4
31	5	28.09.1987	1096.0	1098.0	T-II	V	0.840		12.5			5.6	3.2	0.49	0.4	-20.0	3.0	2.7		1.1				30.0		55.0
Среднее значение по горизонту T-II:							0.835	17.4	10.7	9.1	7.1	5.3	6.9	0.65	0.3	-19.4	-1.2	1.0	56.0	1.5	52.0	8.8	22.8	31.2	42.8	54.6
32	20	22.02.1988	1150.0	1144.5	T-III	I	0.882		119.6			32.2	20.2	1.12	0.3	-20.0	22.0	0.5		4.5				20.4		39.6
33	10	15.10.1987	1159.0	1144.0	T-III	II	0.861		24.0			7.7	4.3	0.72	0.3	-4.0		0.7		2.1				25.2		44.8
34	19*	16.05.1988	1178.0	1176.0	T-III	II	0.960		-				34.8	10.00	0.6	15.0	81.0	0.5		7.1				-		18.2
35	19*	30.04.1988	1208.0	1194.0	T-III	II	0.953		-				35.8	11.33	0.6	15.0	71.0	0.5		7.7				-		20.1
36	23	02.05.1988	1135.5	1131.0	T-III	II	0.873		49.3			15.8	5.1	1.84	0.5		59.0	1.0		3.4				16.4		45.8
37	23		1135.5	1131.0	T-III	II	0.823		6.1			2.1	-	-	-		-	-		-				-		-
38	23	07.10.1988	1148.5	1139.0	T-III	II	0.839		24.1			12.1	1.9	0.29	0.4		5.0	0.5		2.7				29.6		50.8
39	23	29.11.1988	1179.0	1172.0	T-III	II	0.871		34.8			19.1	1.7	0.15	0.4		9.0	0.3		3.6				21.8		38.8
40	37	06.07.1989	1149.0	1148.5	T-III	II	0.885		41.6			17.6	8.6	0.42	0.4		40.0	3.8		2.3				13.0		39.0

Продолжение таблицы 2.3.2.

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс <u>Смол-силикагелевых</u>	содер. %масс <u>Асфальтенов</u>	содер. %масс <u>Серы</u>	Температура °С Застывания	Температура °С Вспышки в закрытом тигле	содер. %масс <u>Парафинов</u>	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс <u>Коксуетость</u>	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
41	67		1128.0	1188.0	T-III	II	0.810		1.9			1.3				-18.0	-8			0.7	55.0	7.0	25.0	39.0	51.0	63.0
42	67		1188.0	1102.0	T-III	II	0.804						2.7	отс.	0.2	-18.0	-8.0			1.4	53.0	12.0	32.0	46.5	60.0	74.0
43	95		1136.0	1142.0	T-III	II	0.856		17.9			7.3			0.3	-18.0					60.0	8.0	22.0	31.0	41.0	55.0
44	64	15.03.2017	1173.0	1178.0	T-III	II	0.796	3.9	3.1	2.6	2.2	1.8	6.0		0.1	-54.0	-25.0	1.6	53.0	0.3	-	9.0	24.0	41.0	56.0	69.0
45	22	16.08.1988	1155.0	1138.0	T-III	IV	0.821		6.6			3.5	6.3	0.74	0.2	-20.0	9.0	0.8		1.0				36.4		62.4
46	22	16.06.1988	1175.0	1171.0	T-III	IV	0.851		22.7			9.2	9.1	0.20	0.3	-20.0	1.0	0.6		2.1				26.8		47.6
47	22	23.07.1988	1185.7	1176.0	T-III	IV	0.842		12.2			6.2	8.0	0.84	0.1	-20.0	26.0	0.2		0.9				24.0		44.4
48	38*	28.08.1988	1175.4	1165.2	T-III	IV	0.894		160.7			44.2	30.0	1.96	0.3		39.0	0.6		3.8				13.8		33.0
49	38*	11.08.1988	1200.5	1199.0	T-III	IV	0.895		250.0			53.8	29.4	2.17	0.6		62.0	0.5		4.7				11.4		35.8
50	140	17.07.2018	1173.0	1202.0	T-III	IV	0.886	156.2	88.8	54.5	35.5	24.5	12.1		0.4	-20.0	-5.0	0.5	55.7	3.3	80.0	2.0	7.0	12.0	22.0	36.0
51	1	11.08.1986	1162.0	1158.0	T-III	V	0.855		23.4			8.8	13.5	0.25	0.3		71.0			1.5				16.4		50.6
52	1	08.07.1986	1175.0	1173.0	T-III	V	0.863		32.1			11.9	13.9	1.08	0.4		39.0			2.5				15.0		45.0
53	1	08.07.1986	1175.0	1173.0	T-III	V	0.826		4.6			2.6														
54	1	19.07.1986	1177.0	1175.0	T-III	V	0.841		11.8			5.9	14.2	1.08	0.6		7.0			2.1				31.0		55.0
55	5	28.08.1987	1131.5	1115.0	T-III	V	0.835		9.6			4.5	3.9	0.17	0.4		34.0	0.9		0.8				32.2		74.4
56	5	28.08.1987	1131.5	1115.0	T-III	V	0.830		9.6			4.5								0.7				33.0		75.0
57	5	17.08.1987	1140.8	1139.0	T-III	V	0.836		11.1			5.3	1.0	0.21	0.5		5.0	2.7		0.9				22.4		53.2
58	5	05.06.1987	1174.0	1168.0	T-III	V	0.835		11.1			5.1	6.0	0.43	0.3		33.0	0.8		0.9				20.8		54.4
59	7*	05.09.1987	1168.0	1165.0	T-III	V	0.879		176.2			52.4	17.7	5.24	0.4		57.0			5.6				26.0		38.4
60	7	05.09.1987	1177.0	1175.0	T-III	V	0.866		48.7			16.2	4.7	0.57	0.1		71.0	2.5		1.2				21.6		40.6
61	7	30.07.1987	1222.0	1211.0	T-III	V	0.868		40.9			13.4	7.1	2.75	0.3	-10.0	24.0	0.8		2.3				17.0		41.0
62	7*	14.08.1988	1197.0	1192.0	T-III	V	0.889		103.3			33.7	5.6	1.23	0.4	-20.0	40.0	5.0		3.1				13.2		31.6
63	7*	14.08.1988	1197.0	1192.0	T-III	V	0.887		57.3			21.3														-
64	11	06.04.1988	1158.0	1151.0	T-III	V	0.830		7.9			3.8	3.0	0.20	0.2	-20.0	13.0	0.5		1.0				45.6		61.6
65	96		1153.0	1148.0	T-III	V	0.819		5.0			1.9	11.6	0.29	0.3		66.0									
66	99		1197.0	1190.0	T-III	V	0.887		36.9			7.6			0.4		-18.0			1.7	88.0	1.5	5.5	12.0	22.0	42.0
67	132	25.05.2022	1105.3	1146.4	T-III	V	0.867	57.1	35.9	23.9	16.7	12.8	8.5		0.2	-60.0	-7.0	1.0	54.1	2.7	50.0	5.0	10.0	19.0	25.0	46.0
68	104		1183.0	1194.0	T-III	VI	0.858		27.2			10.8	38.0		0.3	-18.0	-18.0			0.4	56.0	5.5	15.0	22.0	32.0	47.0
Среднее значение по горизонту T-III:							0.847	72.4	26.5	27.0	18.1	9.5	8.8	0.70	0.3	-22.9	18.9	1.1	54.3	1.8	63.1	6.3	17.6	25.6	38.6	51.7
69	10	14.07.1987	1231.0	1226.0	T-IV	II	0.822		6.1			3.3	13.0	0.14	0.2		7.0	1.1		0.5				33.6		61.4
70	10	14.07.1987	1231.0	1226.0	T-IV	II	0.804		3.4			2.6														
71	10	14.07.1987	1231.0	1226.0	T-IV	II	0.804		3.9			2.0			0.2	-5.0					64.0	5.0	22.0	37.0	47.0	59.0
72	19*	25.03.1988	1251.0	1244.0	T-IV	II	0.973		-				35.0	11.65	0.6	14.0		1.2		0.5				15.4		24.6
73	19*	04.04.1988	1256.0	1253.6	T-IV	II	0.979		-			-	37.1	12.13	0.5	16.0		1.2		10.0				18.8		27.6
74	19*	22.04.1988	1234.0	1223.5	T-IV	II	0.980		-				33.1	10.63	0.5	16.0	94.0	0.5		9.5				4.0		29.6
75	19*	14.04.1988	1238.0	1236.0	T-IV	II	0.962		-			7.5	30.9	11.51	0.4	21.0	88.0	0.4		11.7				3.8		13.4
76	37		1207.8	1196.0	T-IV	II	0.795		2.3			1.7				-20.0										
77	37		1207.8	1196.0	T-IV	II	0.795																			
78	37		1190.0	1185.0	T-IV	II	0.808		3.4			1.9														
79	37	30.05.1989	1176.0	1171.0	T-IV	II	0.799		3.5			2.0	2.8	0.62	0.3		-8.0	0.6		0.4				45.2		69.2

Продолжение таблицы 2.3.2.

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс <u>Смо-л-силикателевых</u>	содер. %масс <u>Асфальтенов</u>	содер. %масс <u>Серы</u>	Температура °С <u>Застывания</u>	Температура °С <u>Вспыши в закрытом тигле</u>	содер. %масс <u>Парафинов</u>	Температура °С <u>Плавления парафина</u>	содер. %масс <u>Коксумость</u>	Фракц. состав нефти <u>Начало кипения °С</u>	Фракц. состав нефти <u>выход до 100°С</u>	Фракц. состав нефти <u>выход до 150°С</u>	Фракц. состав нефти <u>выход до 200°С</u>	Фракц. состав нефти <u>выход до 250°С</u>	Фракц. состав нефти <u>выход до 300°С</u>
80	37	03.05.1989	1190.0	1185.0	T-IV	II	0.811		4.6			2.6	3.8	0.08	0.3		9.0	0.5		0.5				38.4		66.8
81	37*	16.06.1989	1162.0	1159.0	T-IV	II	0.851		22.4			7.5	4.0	0.58	0.3		65.0	-		0.7				13.5		67.2
82	37	16.04.1989	1207.8	1196.0	T-IV	II	0.809		4.1			2.5	3.1		0.2			0.2		0.5				41.0		52.6
83	37	13.05.1996	1171.0	1207.0	T-IV	II	0.809		4.0			2.3	3.1		0.2		-18.0	0.2		0.6	54.0	6.0	24.0	36.0	48.0	62.0
84	74*	30.08.1996	1198.0	1214.0	T-IV	II	0.842		12.3			5.8	3.9	сл.	0.3	-20.0	23.0				68.0	5.0	17.0	27.0	37.0	49.0
85	100	01.01.1997	1235.0	1218.0	T-IV	II	0.796	5.2	3.3	2.7	2.6	2.0			0.2	-45.0	-7.0			0.6	40.0	12.0	27.0	38.0	49.0	64.0
86	63		1219.0	1209.0	T-IV	II	0.797	6.7	5.0	3.7	3.1	2.2			0.1	-18.0		0.1			52.0	7.0	24.0	38.0	48.0	61.0
87	63		1219.0	1209.0	T-IV	II	0.796		3.6			2.1			0.1		10.0				45.0	12.0	29.0	44.0	55.0	70.0
88	64		1178.0	1187.0	T-IV	II	0.787		2.8			1.7			0.1	-45.0	-18.0			0.5	47.0	11.0	30.0	44.0	54.0	67.0
89	64	03.10.2000			T-IV	II	0.817	6.9	5.2	4.2	3.3	2.8				-20.0	5.0				86.0	1.0	19.0	34.0	43.0	59.0
90	71		1218.0	1232.0	T-IV	II	0.806		4.3						0.1	-18.0										
91	71		1232.0	1218.0	T-IV	II	0.799								0.2	-13.0	-8.0			1.2						
92	71	21.09.2013	1203.0	1232.0	T-IV	II	0.808	5.1	4.1	3.3	2.7	2.3	2.7		0.1	-54.0	-7.0	1.1	54.0	0.7	50.0	9.0	24.0	39.0	53.0	66.0
93	71	09.10.2013			T-IV	II	0.815	5.3	4.4	3.4	2.8	2.4	2.9		0.2	-52.0	-8.0	1.8	59.0	1.2	76.0		28.5	40.0	50.0	61.5
94	75		1179.0	1170.0	T-IV	II	0.784		2.6			1.9			0.1	-18.0	-7.0	0.3	58.0	0.6	60.0	12.0	31.0	44.0	56.0	70.5
95	75		1179.0	1170.0	T-IV	II	0.792	4.7	3.8	3.2	2.3	1.9			0.2	-23.0	-7.0	0.3	58.0	0.6	40.0	14.0	28.0	41.0	52.0	63.0
96	79		1227.0	1207.0	T-IV	II	0.789								0.2											
97	79	24.10.2013	1207.0	1227.0	T-IV	II	0.801	4.1	3.3	2.7	2.3	1.9	2.4		0.1	-54.0	-7.0	1.0	54.2	1.3	50.0	8.0	23.0	37.0	47.0	60.0
98	98		1235.0	1229.0	T-IV	II	0.771	2.5	2.0	1.7	1.6	1.4			0.3	-17.0	-7.0	0.0			44.0	14.0	35.0	59.0	64.0	75.5
99	98		1235.0	1229.0	T-IV	II	0.771								0.1	-18.0					45.0	16.0	36.0	51.0	64.0	77.0
100	100		1235.0	1206.0	T-IV	II	0.796								0.1	-15.0				0.7						
101	101		1200.0	1225.0	T-IV	II	0.780		2.4			1.6				-18.0	36.0			0.4	28.0	14.0	32.0	44.0	55.0	66.0
102	78*	07.09.2016	1236.0	1260.0	T-IV	II	0.894		134.7			33.3	15.1		0.3	-48.0	16.0	0.8	53.4	4.0	95.0	-	5.0	10.0	15.0	23.0
103	79	07.11.2016	1207.0	1227.0	T-IV	II	0.803	4.6	3.6	2.9	2.4	2.1	2.3		0.1	-54.0	-25.0	0.8	55.2		70.0	4.0	16.0	26.0	35.0	45.0
104	75	06.04.2017	1170.0	1206.0	T-IV	II	0.793	3.5	2.9	2.4	2.0	1.7	5.9		0.1	-54.0	-28.0	1.6	53.5	0.2		10.0	24.0	37.0	48.0	60.0
105	93	06.04.2017	1182.5	1214.0	T-IV	II	0.800	4.4	3.5	2.9	2.4	2.0	6.2		0.1	-54.0	-25.0	1.6	53.3	0.2	55.0	8.0	23.0	36.0	47.0	59.0
106	93		1207.0	1208.0	T-IV	II	0.806	4.5	4.0	2.7	2.2	1.8	8.8		0.2	-45.0	-7.0			0.6	40.0	9.0	23.0	36.0	47.0	62.0
107	129*	17.07.2018	1222.0	1242.0	T-IV	II	0.860	42.4	28.0	19.2	13.9	10.2	8.1		0.3	-20.0	-25.0	1.0	55.8	3.3	60.0	4.0	12.0	22.0	31.0	40.0
108	93	11.05.2023	1182.0	1214.5	T-IV	II	0.808	5.5	4.2	3.2	2.7	2.3	6.5	0.11	0.1	-36.0	-24.0	1.5	53.2	0.8	60.0	7.0	24.0	36.0	47.0	59.0
109	148	27.09.2024		1230.9	T-IV	II	0.780	2.9	2.3	1.9	1.6	1.4	3.0		0.1	-36.0	-25.0	1.2	53.5	0.3	45.0	12.0	30.0	44.0	54.0	66.0
110	148	27.09.2024		1208.0	T-IV	II	0.781	2.8	2.2	1.8	1.6	1.3	3.4		0.0	-36.0	-25.0	1.0	53.5	0.3	45.0	12.0	29.0	43.0	53.0	65.0
111	148	22.09.2024		1198.6	T-IV	II	0.793	3.3	2.7	2.2	1.9	1.6	3.8		0.0	-36.0	-25.0	0.9	53.6	0.3	50.0	10.0	27.0	42.0	52.0	62.0
112	148	11.02.2025	1229.0	1233.0	T-IV	II	0.782	3.0	2.3	1.9	1.6	1.4	3.6		0.1	-30.0	-14.0	0.9	53.4	0.3	55.0	11.0	29.0	41.0	53.0	66.0
113	22*	08.06.1988	1212.0	1200.0	T-IV	IV	0.890		46.0			16.1	6.9	0.93	0.4	-17.0	13.0	0.9		3.2				23.2		45.0
114	22	13.02.1988	1228.5	1226.0	T-IV	IV	0.805		4.0			2.3	7.3	0.18	0.1	-20.0	-11.0	0.4		0.3				37.2		62.4
115	22	12.05.1988	1235.0	1231.0	T-IV	IV	0.806		3.9			2.3	6.9	0.88	0.2	-20.0	-4.0	0.8		0.4				39.6		65.2
116	38*	27.07.1988	1267.0	1250.0	T-IV	IV	0.945						32.0	2.35	0.6	7.0	79.0	0.3		5.8				4.4		18.8
117	103		1205.0	1238.0	T-IV	IV	0.812		5.5			2.9			0.2	-18.0	-5.0			1.4	47.0	11.0	26.0	38.0	48.0	57.0
118	134*	16.02.2017	1260.0	1265.0	T-IV	IV	0.902	543.1	272.1	149.0	87.7	55.0	27.7		0.5	-20.0	7.0	0.9	54.0	5.1	-	-	2.0	7.0	12.0	20.0
119	140*	15.03.2017	1173.0	1202.0	T-IV	IV	0.895	326.2	169.7	96.0	58.3	37.8	22.7		0.5	-20.0	17.0	0.5	54.0	0.5	-	-	4.0	9.0	14.0	22.0
120	5	18.05.1987	1188.0	1183.0	T-IV	V	0.810		4.7			2.6	1.5	0.10	0.4		6.0	0.8		0.2				37.0		64.2
121	5	25.04.1987	1188.0	1183.0	T-IV	V	0.816		5.8			3.1	0.4	0.98	0.3			0.6		0.3				30.0		59.6

Продолжение таблицы 2.3.2.

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С	Вязкость кинематическая при 10°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 30°С	Вязкость кинематическая при 40°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %масс <u>Смол-силикателевых</u>	содер. %масс <u>Асфальтенов</u>	содер. %масс <u>Серы</u>	Температура °С Застывания	Температура °С Вспыши в закрытом тигле	содер. %масс <u>Парафинов</u>	Температура °С Плавления парафина	содер. %масс <u>Коксучесть</u>	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
122	5	25.04.1987	1188.0	1183.0	T-IV	V	0.835		9.9			5.4														
123	5	05.02.1987	1204.0	1200.0	T-IV	V	0.820		5.5			2.9	2.4	0.03	0.4		12.0	0.5						33.4		60.2
124	5	05.02.1987	1204.0	1200.0	T-IV	V	0.795		2.4			1.8														
125	5	24.03.1987	1200.0	1212.0	T-IV	V	0.796																			
126	5	24.11.1987	1204.0	1200.0	T-IV	V	0.803		3.0			2.3	2.5	0.23	0.2		-5.0	0.8						40.0		65.2
127	5	24.11.1987	1218.0	1206.0	T-IV	V	0.797		2.8			2.1														
128	7*	04.06.1987	1267.0	1264.0	T-IV	V	0.987		-			-	32.6	14.98	1.0		168.0	-		7.6				-		-
129	7*	01.07.1987	1264.0	1248.0	T-IV	V	0.994		-			-	30.8	10.36	1.4		204.0	-		10.7				-		-
130	7*	24.08.1987	1285.0	1279.0	T-IV	V	0.996		-			-	36.8	15.40	1.2		182.0	-		9.3				-		-
131	11	21.06.1988	1210.4	1206.0	T-IV	V	0.811		4.6			2.6	6.9	0.04	0.2		2.0	1.1		0.4				42.1		70.1
132	11	21.06.1988	1210.0	1206.0	T-IV	V	0.809	7.4	4.7	3.8	3.1	2.5			0.2	-16.0	-15.0				48.0	7.5	25.5	37.5	50.0	63.0
133	11	21.06.1988	1210.0	1206.0	T-IV	V	0.803	6.4	3.9	3.4	2.9	2.3	7.8		0.2	-7.0	-41.0	0.6	54.0	0.8	67.0	6.0	23.0	36.0	47.0	60.0
134	130	15.10.2010	1208.0	1225.0	T-IV	V	0.800		3.7			2.1	2.9		0.1	-20.0	-7.0	0.6	52.6	0.9	65.0	6.0	20.0	35.0	46.0	60.0
135	130	01.12.2011	1208.0	1225.0	T-IV	V	0.801	4.5	3.4	2.7	2.3	1.9	3.1		0.1	-54.0	-7.0	1.0	53.8	0.8	70.0	6.0	21.0	32.0	41.0	53.0
136	72		1218.0	1209.0	T-IV	V	0.779		2.4			1.5			0.1	-18.0				1.1	55.0	7.5	31.0	47.5	61.0	73.0
137	94		1231.0	1220.0	T-IV	V	0.796		3.5			2.0			0.1	-18.0	-5.0			0.6	47.0	12.0	30.0	43.0	53.0	67.0
138	132	24.10.2013	1212.0	1221.0	T-IV	V	0.801	4.4	3.4	2.7	2.3	1.9	2.4		0.1	-7.0	-54.0	0.7	54.6	1.3	55.0	7.0	22.0	37.0	51.0	64.0
139	132	09.10.2013			T-IV	V	0.802	4.1	3.6	2.9	2.4	2.1	2.1		0.3	-55.0	-8.0	1.6	59.0	0.9	58.0		33.0	47.0	58.0	71.0
140	125	08.06.2016	1195.5	1238.0	T-IV	V	0.811		4.5			2.4	3.8		0.1	-28.0	18.0	1.1	56.2	0.4			8.0	21.0	36.0	54.0
141	123	21.10.2017	1184.5	1188.0	T-IV	V	0.809	5.5	4.3	3.4	2.8	2.3	6.4		0.1	-20.0	-25.0	1.5	53.2	0.3	55.0	7.0	21.0	36.0	46.0	58.0
Среднее значение по горизонту T-IV:							0.800	4.7	3.8	2.8	2.4	2.2	4.3	0.31	0.2	-29.1	-9.3	0.8	54.8	0.6	53.6	9.2	25.7	39.0	50.2	63.1
142	64*	21.09.2013	1173.0	1189.0	T-III+IV	II	0.801	4.3	3.4	2.8	2.3	2.0	3.0	отс.	0.1	-54.0	-7.0	0.6	53.0	0.8	65.0	6.0	21.0	34.0	43.0	55.0
143	136*	26.10.2010	1270.0	1276.0	T-V	IV	0.944		4457.4			514.6	32.5	3.79	0.4	-7.0	-	0.6	54.1	2.7	180.0			2.0	7.0	18.0
144	5	30.12.1986	1237.0	1234.0	T-V	V	0.799		3.4			2.1	0.2	0.05	0.2	-	-5.0	-		0.2				41.2		67.2
145	5	20.02.1987	1237.0	1234.0	T-V	V	0.836		9.1			4.7	0.4	0.18	0.9	-	7.0	-		1.1				35.4		79.6
146	11	26.10.1988	1226.6	1231.4	T-V	V	0.804		4.4			2.4	6.6	0.01	0.2	-	-7.0	1.5		0.4				47.0		79.0
147	11	17.01.1988	1255.4	1252.8	T-V	V	0.801		2.7			2.4	2.4	0.14	0.3		-5.0	0.2		0.3				40.8		61.6
148	123	15.10.2010	1244.0	1262.0	T-V	V	0.806	5.1	4.0	3.2	2.7	2.3	2.8		0.0	-20.0	-7.0	0.6	54.0	1.4	55.0	8.0	19.0	33.0	43.0	60.0
Среднее значение по горизонту T-V:							0.809	5.1	4.7	3.2	2.7	2.8	2.5	0.10	0.3	-20.0	-3.4	0.8	54.0	0.7	55.0	8.0	19.0	39.5	43.0	69.5

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа.

<i>№п/п</i>	<i>№/№ скв.</i>	<i>Дата отбора</i>	<i>и.п. кровля м</i>	<i>и.п. подошва м</i>	<i>Глубина отбора</i>	<i>Горизонт</i>	<i>Компонент</i>	<i>Сероводород (H2S)</i>	<i>Углекислый газ (CO2)</i>	<i>Азот+редкие (N2)</i>	<i>метан(C1)</i>	<i>этан(C2)</i>	<i>пропан(C3)</i>	<i>изобутан(i-C4)</i>	<i>н. Бутан(n-C4)</i>	<i>изопентан(i-C5)</i>	<i>н. Пентан(n-C5)</i>	<i>гексаны(C6)</i>	<i>гептаны(C7)</i>	<i>Октаны (C8)</i>	<i>Нонаны (C9)</i>	<i>Деканы (C10)</i>	<i>Сумма</i>	<i>содержание C2+</i>	<i>Коэффициент сухости %</i>	<i>содержание C5+</i>	<i>Молекулярная масса флюида</i>	<i>Молекулярная масса флюида расчетная</i>	<i>Плотность газа относительная (по воздуху)</i>	<i>Плотность газа. кг/м3</i>
1	38	05.12.1988	1079.5	1085		Т			5.8	7.3	78.7	7.5	3.7	-	-								103.0	11.2		0.0		21.1	0.652	0.786
2	23	18.07.1988	1095.8	1099.6		Т-I			1.5	13.0	64.6	13.4	6.9	0.7	1.0								101.0	22.0		0.0		22.7	0.765	0.921
3	38	19.03.2020	1079	1134.2		Т+Т-I			0.0	5.9	75.7	11.0	4.8	1.2	0.5	0.9							100.0	18.4		0.9		20.8	0.721	0.869
4	38	19.03.2020	1079	1134.2		Т+Т-I			0.0	6.0	76.7	11.2	4.0	1.0	0.4	0.6							100.0	17.3		0.6		20.4	0.707	0.852
5	5	20.09.1987	1100	1104		Т-II			6.0	12.5	59.2	11.7	7.2	1.6	1.8								100.0	22.3		0.0		24.3	0.812	0.978
6	5	26.09.1987	1096	1098		Т-II			5.8	11.5	62.4	12.5	6.5	0.9	1.5								101.0	21.4		0.0		23.8	0.778	0.937
7	5	22.10.1987	1086	1091		Т-II			4.3	13.8	59.7	11.8	7.0	2.5	2.1								101.0	23.3		0.0		24.6	0.816	0.982
8	23	23.05.1988	1123.5	1119		Т-II			5.7	14.5	56.3	13.8	6.6	1.5	1.6								100.0	23.4		0.0		24.4	0.818	0.985
9	60	19.07.2018	1121	1125		Т-II			0.2	2.1	54.7	15.8	13.5	3.7	5.6	4.5							100.0	43.1		4.5		28.8	1.019	1.227
Значение по горизиту Т-II:									4.2	10.5	56.2	12.6	7.8	1.9	2.4	4.3							100.0	29.1		4.3		26.7	0.848	1.022
10	11*	24.03.1988	1171	1174		Т-III			3.4	6.8	70.0	11.3	5.5	1.6	1.5								100.0	19.9	3.5	0.0		22.2	0.753	0.907
11	23	04.05.1988	1131	1135.8		Т-III			3.2	10.2	56.4	17.1	8.5	2.0	2.6								100.0	30.2	1.9	0.0		24.9	0.849	1.023
12	10	24.10.1987	1144	1158		Т-III			5.0	24.0	60.4	11.4	6.3	1.8	1.1								110.0	20.6	2.9	0.0		26.5	0.708	0.852
13	99*	09.06.1999	1190	1218		Т-III			0.0	0.1	73.1	14.1	6.7	1.3	1.8	0.5							97.6	24.4	3.0	0.5		21.1	0.750	0.903
14	140	17.07.2018	1173	1202		Т-III			0.2	1.2	68.0	13.3	10.5	2.2	2.8	1.8							100.0	30.7	2.2	1.8		24.2	0.849	1.023
15	132	25.05.2022	1105.3	1146.4		Т-III	V	0.0	0.1	2.2	73.7	8.4	8.5	2.3	3.1	1.1	0.6	0.1	0.0	0.0			100.0	24.1	3.1	1.9	23.143	23.2	0.811	0.977
Значение по горизонту Т-III:									0.0	2.0	9.0	62.2	12.1	8.2	2.0	2.3	1.4	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0	100.0	26.7	2.3	2.2		24.7	0.804	0.969
16	5	24.03.1987	1200	1218		Т-IV			3.0	19.3	53.3	14.8	7.0	1.2	0.8								99.4	23.8	2.2	0.0		24.0	0.824	0.992
17	10	15.07.1987	1226	1231		Т-IV			3.9	14.0	60.2	13.1	6.7	1.0	1.3								100.0	22.0	2.7	0.0		23.4	0.793	0.956
18	11	19.02.1988	1206.3	1210		Т-IV			1.7	19.2	52.6	14.3	7.3	2.4	2.6								100.0	26.6	2.0	0.0		25.0	0.860	1.036
19	11*	09.06.1999	1206.3	1210		Т-IV			0.0	0.1	71.8	13.5	8.7	1.2	1.7								97.0	25.1	2.9	0.0		21.1		0.000
20	37*	14.04.1989	1196	1207.8		Т-IV			3.1	9.5	71.4	11.3	4.3										99.6	15.6	4.6	0.0		20.8	0.706	0.851
21	37	08.05.1989	1185	1190		Т-IV			2.8	15.6	60.2	13.8	7.6										100.0	21.4	2.8	0.0		22.8	0.775	0.934
22	37	03.06.1989	1171	1176		Т-IV			2.5	11.9	59.0	18.6	8.1										100.0	26.6	2.2	0.0		23.0	0.787	0.948
23	22	12.05.1988	1231	1236		Т-IV			4.8	19.6	51.0	11.7	9.7	1.8	1.4								100.0	24.6	2.1	0.0		25.4		0.000
24	63	09.06.1999	1181	1219		Т-IV			0.0	0.1	62.5	20.8	10.1	1.9	2.0	1.2							98.6	36.0	1.7	1.2		23.9		0.000
25	97	09.06.1999	1135	1228		Т-IV			0.0		70.2	16.5	8.9	0.8	1.2	0.9							98.5	28.3	2.5	0.9		22.0		0.000
26	130	01.12.2011	1208	1225		Т-IV			0.1	1.2	58.8	16.7	11.5	3.2	5.4	3.2							100.0	40.0	1.5	3.2		27.2	0.959	1.155
27	132	01.12.2011	1212	1221		Т-IV			0.1	2.0	56.8	16.7	13.0	3.1	4.8	3.6							100.0	41.2	1.4	3.6		27.6	0.976	1.176
28	132	24.10.2013	1212	1221		Т-IV			0.1	2.3	60.9	15.5	10.6	2.7	4.3	3.5							100.0	36.7	1.7	3.5		26.4	0.933	1.124
29	71	21.09.2013	1203	1232		Т-IV			0.1	1.3	53.5	18.2	13.8	3.5	5.5	7.9							104.0	49.0	1.1	7.9		31.6	1.015	1.223
30	79	24.10.2013	1207	1227		Т-IV			0.1	2.2	58.4	17.4	11.0	2.7	4.3	3.8							100.0	39.3	1.5	3.8		27.0	0.967	1.165
31	79	07.11.2016	1207	1227		Т-IV			0.4	1.9	52.2	16.8	14.3	3.8	5.5	5.1							100.0	45.5	1.1	5.1		29.5	1.047	1.261
32	123	21.10.2017	1184.5	1188		Т-IV			0.0	1.9	75.0	8.3	5.4	1.8	3.3	4.1							100.0	23.1	3.3	4.1		23.5	0.820	0.988
33	129	17.07.2018	1222	1242		Т-IV			0.2	1.2	62.5	16.4	10.8	2.5	3.8	2.6							100.0	36.1	1.7	2.6		25.7	0.904	1.089
34	148	11.02.2025	1229	1233	1010	Т-IV	II	0.0	0.1	0.7	59.7	14.2	11.5	3.5	5.7	2.1	1.9	0.5	0.1	0.0			100.0	39.5	1.5	4.6	27.99	27.9	0.972	1.171
35	148	27.09.2024			1230.9	Т-IV	II	0.0	0.0	0.1	49.0	18.4	16.0	4.5	7.0	2.4	2.1	0.5	0.0	0.0			100.0	50.9	1.0	5.0	30.916	30.9	1.089	1.312
36	148	27.09.2024			1208	Т-IV	II	0.0	0.0	0.0	45.5	19.3	17.0	4.9	8.0	2.5	2.1	0.6	0.0	0.0			100.0	54.4	0.8	5.3	31.941	32.0	1.131	1.362
37	148	22.09.2024			1198.6	Т-IV	II	0.0	0.0	0.1	52.0	17.3	15.8	3.4	6.8	2.1	1.9	0.5	0.0	0.0			100.0	47.9	1.1	4.6	29.775	29.8	1.052	1.267
38	93	11.05.2023	1182	1214.5		Т-IV	II	0.0	0.3	2.1	70.1	13.9	7.8	1.5	2.3	0.9	0.8	0.3	0.1	0.0			100.0	27.5	2.6	2.0	23.242	23.3	0.814	0.981
Значение по горизонту Т-IV:									0.0	0.9	5.6	56.2	15.3	10.3	2.5	3.9	3.0	1.7	0.5	0.1	0.0		100.0	37.2	1.5	5.2		27.7	0.929	1.119

Таблица 2.3.4 – Компонентный состав попутного газа.

№п/п	№/№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Глубина отбора	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)	гексаны(C6)	гептаны(C7)	Октаны (C8)	Сумма	Теплота сгорания низшая МДж/м³	Теплота сгорания высшая МДж/м³	Число Воббе низшее МДж/м³	Число Воббе высшее МДж/м³	Фактор сжимаемости	Вязкость газа мПа*с	Сероводород мг/м³	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида расчетная	Плотность газа относительная (по воздуху)
1	5	14.11.1987	1059.0	1063.5		T-I	мол. %	0.0000	13.5	4.1	56.8	8.2	10.4	2.7	4.3						100.0									27.3	0.878
2	5	28.11.1987	1067.0	1073.5		T-I	мол. %	0.0000	17.9	3.2	51.9	12.9	7.3	3.5	4.0						100.5									28.5	0.888
3	11	27.06.1988	1082.4	1085.0		T-I	мол. %	0.0000	11.6	18.0	49.9	11.0	5.9	1.7	2.0						100.0									26.2	0.845
4	37	28.09.1989	1061.5	1072.0		T-I	мол. %	0.0000	15.3	4.4	55.6	12.7	7.3	2.2	2.6						100.0									26.7	0.844
5	5	13.03.2018	1067.0	1073.0		T-I	мол. %	0.0001	0.1	2.6	82.7	9.0	4.0	0.0	0.9	0.7					100.0	38.4	42.4	46.7	51.6	0.997	0.0120	2.1	19.6	19.5	0.677
Среднее значение							мол. %	0.0000	11.6	6.4	59.0	10.7	6.9	2.0	2.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0									25.9	0.826
6	37	08.09.1989	1082.5	1086.0		T-II	мол. %	0.0000	15.6	2.3	57.1	12.7	7.0	2.0	2.3						99.0									26.1	0.831
7	22	27.10.1988	1084.7	1094.8		T-II	мол. %	0.0000	13.2	5.0	56.9	12.2	7.6	2.5	2.7						100.0									26.3	0.844
Среднее значение							мол. %	0.0000	14.4	3.7	57.0	12.4	7.3	2.3	2.5						99.5									26.2	0.838
8	11	04.05.1988	1114.5	1119.0		T-III	мол. %	0.0000	10.2	3.2	56.4	10.1	8.5	2.0	2.6						93.0									23.9	0.849
9	37	30.08.1989	1104.0	1106.0		T-III	мол. %	0.0000	12.5	2.5	58.5	15.9	6.9	1.6	2.1						100.0									25.6	0.821
10	67	06.10.2017	1091.5	1157.0		T-III	мол. %	0.0001	0.0	2.1	83.8	9.3	3.1	0.5	0.7	0.5					100.0	38.3	42.3	46.8	51.7	0.997	0.0119	1.9	19.3	19.3	0.668
11	127	15.06.2017	1188.0	1202.0		T-III	мол. %	0.0001	0.1	1.4	76.4	12.5	6.2	1.1	1.5	0.9					100.0	42.5	46.8	49.4	54.4	0.996	0.0115	4.6	21.3	21.3	0.740
12	148	26.09.2024			1118.5	T-III	мол. %	0.0000	0.0	0.7	86.6	7.3	3.2	0.6	0.9	0.3	0.3	0.1	0.0	0.0	100.0	38.7	42.7	47.6	52.6	0.997	0.0118	1.0	19.1	19.1	0.661
Среднее значение							мол. %	0.0000	4.6	2.0	72.9	11.1	5.6	1.2	1.6	0.6	0.3	0.1	0.0	0.0	100.0									22.4	0.748
13	63	15.06.2017	1181.0	1219.0		T-IV	мол. %	0.0001	0.1	1.2	76.4	13.9	6.4	0.0	1.5	0.6					100.0	41.7	46.1	49.1	54.1	0.997	0.0115	2.7	20.9	20.9	0.725
14	71	15.03.2017	1203.0	1232.0		T-IV	мол. %	0.0001	0.0	3.7	70.2	14.6	6.9	1.4	2.0	1.1					99.9	43.6	47.9	49.2	54.1	0.996	0.0116	2.8	22.6	22.5	0.783
15	75	06.04.2017	1170.0	1206.0		T-IV	мол. %	0.0001	0.0	2.2	79.3	11.5	4.5	0.8	1.0	0.6					100.0	40.1	44.3	47.8	52.7	0.997	0.0118	2.4	20.3	20.3	0.704
16	93	06.04.2017	1182.5	1214.0		T-IV	мол. %	0.0001	0.0	1.5	78.5	11.4	4.9	1.0	1.5	1.2					100.0	41.7	45.9	48.9	53.9	0.997	0.0116	2.5	21.0	20.9	0.726
17	107	06.10.2017	1209.0	1231.0		T-IV	мол. %	0.0001	0.1	0.9	68.0	17.8	8.4	1.6	2.3	0.9					100.0	46.3	50.9	51.6	56.7	0.996	0.0112	3.1	23.2	23.2	0.806
18	121	12.12.2017	1257.0	1258.0		T-IV	мол. %	0.0001	3.6	4.0	87.4	0.1	4.8	0.0	0.0	0.3					100.0	33.8	37.4	41.8	46.3	0.998	0.0125	4.4	18.9	19.0	0.653
19	132	15.03.2017	1212.0	1221.0		T-IV	мол. %	0.0001	0.0	2.2	71.6	12.5	7.6	1.8	2.5	1.8					100.0	45.4	49.9	50.7	55.7	0.996	0.0113	3.0	23.2	23.0	0.802
20	140	15.03.2017	1173.0	1202.0		T-IV	мол. %	0.0001	0.0	7.2	76.0	8.8	5.2	0.9	1.0	0.6					100.0	38.3	42.3	45.1	49.7	0.997	0.0122	2.5	20.9	20.8	0.723
21	148	26.09.2024			1168.0	T-IV	мол. %	0.0000	0.0	2.6	94.3	1.7	0.8	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	100.0	34.0	37.7	44.1	48.9	0.998	0.0124	1.0	17.1	17.1	0.593
Среднее значение							мол. %	0.0001	0.4	2.8	77.9	10.2	5.5	0.9	1.3	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	100.0								20.9	21.0	0.724

Вариант 1

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	36	0	0	0	2	2	0	15	1,8	6,6
2027	0	0	0	38	2	0	0	0	0	0	17	1,8	6,6
2028	0	0	0	38	0	0	0	1	1	0	16	1,7	6,3
2029	0	0	0	38	0	0	0	0	0	0	16	1,5	6,1
2030	0	0	0	40	2	0	0	1	1	0	17	1,4	5,8
2031	0	0	0	41	1	0	0	0	0	0	18	1,3	5,6
2032	0	0	0	45	4	0	0	0	0	0	22	1,3	5,1
2033	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	22	1,2	4,8
2034	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	22	1,0	4,7
2035	0	0	0	45	0	0	0	2	2	0	20	0,9	4,6
2036	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	20	0,8	4,5
2037	0	0	0	45	0	0	0	4	4	0	16	0,7	4,6
2038	0	0	0	45	0	0	0	2	2	0	14	0,7	4,6
2039	0	0	0	45	0	0	0	3	3	0	11	0,7	4,6
2040	0	0	0	45	0	0	0	4	4	0	7	0,6	4,8
2041	0	0	0	45	0	0	0	1	1	0	6	0,6	5,1
2042	0	0	0	45	0	0	0	5	5	0	1	0,6	5,5
2043	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	1	0,8	6,6
2044	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	1	0,7	6,0
2045	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	1	0,6	5,4
2046	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	1	0,5	4,9
2047	0	0	0	45	0	0	0	1	1	0	0	0,5	4,5

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	9,5	2,4	9,7	302,6	77,5	0,085	35,2	632,5	73,1	1,231	17,543
2027	9,5	2,4	10,8	312,2	79,9	0,087	35,4	667,9	73,1	1,143	18,686
2028	9,5	2,4	12,1	321,7	82,4	0,090	36,0	703,9	73,6	1,046	19,732
2029	8,3	2,1	12,0	330,0	84,5	0,092	34,2	738,1	75,7	0,830	20,562
2030	8,2	2,1	13,5	338,2	86,6	0,095	33,9	772,0	75,8	0,737	21,299
2031	8,3	2,1	15,8	346,4	88,7	0,097	34,4	806,4	75,9	0,662	21,961
2032	9,1	2,3	20,6	355,6	91,0	0,099	35,8	842,2	74,5	0,638	22,599
2033	9,2	2,4	26,3	364,8	93,4	0,102	36,8	879,0	75,0	0,552	23,151
2034	8,0	2,0	31,0	372,8	95,4	0,104	36,2	915,2	77,9	0,400	23,551
2035	6,8	1,7	38,1	379,6	97,2	0,106	34,0	949,2	80,0	0,305	23,856
2036	5,8	1,5	52,2	385,3	98,6	0,108	32,0	981,2	82,0	0,231	24,087
2037	4,7	1,2	89,7	390,1	99,9	0,109	28,9	1010,0	83,6	0,166	24,253
2038	3,7	1,0	-	393,8	100,8	0,110	24,2	1034,3	84,6	0,112	24,365
2039	2,9	0,7	-	396,7	101,6	0,111	20,5	1054,7	85,9	0,087	24,452
2040	2,0	0,5	-	398,7	102,1	0,111	15,3	1070,0	86,9	0,060	24,512
2041	1,4	0,4	-	400,1	102,4	0,112	11,6	1081,6	88,0	0,042	24,554
2042	0,7	0,2	-	400,8	102,6	0,112	6,8	1088,4	89,3	0,022	24,576
2043	0,3	0,1	-	401,1	102,7	0,112	2,4	1090,8	88,5	0,008	24,584
2044	0,2	0,1	-	401,3	102,7	0,112	2,2	1092,9	88,9	0,007	24,591
2045	0,2	0,1	-	401,5	102,8	0,112	2,0	1094,9	89,3	0,006	24,597
2046	0,2	0,0	-	401,7	102,8	0,112	1,8	1096,7	89,6	0,006	24,603
2047	0,1	0,0	-	401,8	102,9	0,112	0,8	1097,5	90,0	0,002	24,605

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	46	0	0	0	2	2	0	18	1,0	4,0
2027	0	0	0	46	0	0	0	3	3	0	15	1,0	4,1
2028	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	15	0,9	4,2
2029	0	0	0	46	0	0	0	1	1	0	14	0,8	4,4
2030	0	0	0	46	0	0	0	2	2	0	12	0,8	4,6
2031	0	0	0	46	0	0	0	1	1	0	11	0,7	4,7
2032	0	0	0	46	0	0	0	5	5	0	6	0,7	5,0
2033	0	0	0	46	0	0	0	2	2	0	4	0,7	4,9
2034	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	4	0,7	4,8
2035	0	0	0	48	2	0	0	1	1	0	5	0,7	3,9
2036	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	5	0,7	3,5
2037	0	0	0	48	0	0	0	2	2	0	3	0,6	4,1
2038	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	3	0,6	3,9
2039	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	3	0,6	3,9
2040	0	0	0	48	0	0	0	2	2	0	1	0,5	3,8
2041	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	1	0,6	4,2
2042	0	0	0	48	0	0	0	1	1	0	0	0,5	5,2
2043	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2044	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2045	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2046	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2047	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0

Таблица П.4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	6,3	1,3	14,7	441,2	92,4	0,140	24,8	874,4	74,7	1,126	41,134
2027	5,3	1,1	14,6	446,5	93,5	0,142	22,3	896,8	76,3	0,920	42,054
2028	4,6	1,0	14,8	451,1	94,5	0,144	21,4	918,2	78,6	0,780	42,834
2029	4,1	0,9	15,6	455,2	95,3	0,145	22,0	940,2	81,3	0,700	43,534
2030	3,4	0,7	15,4	458,6	96,1	0,146	20,2	960,4	83,1	0,581	44,115
2031	2,7	0,6	14,5	461,3	96,6	0,147	18,3	978,7	85,0	0,465	44,580
2032	2,0	0,4	12,2	463,3	97,0	0,147	14,5	993,2	86,4	0,335	44,915
2033	1,2	0,2	8,3	464,5	97,3	0,148	8,1	1001,3	85,6	0,199	45,114
2034	0,9	0,2	7,0	465,4	97,5	0,148	6,4	1007,7	85,9	0,154	45,268
2035	1,1	0,2	9,0	466,4	97,7	0,148	6,0	1013,7	82,1	0,184	45,452
2036	1,2	0,3	10,9	467,6	98,0	0,149	6,1	1019,9	80,5	0,204	45,656
2037	0,9	0,2	9,2	468,5	98,1	0,149	5,6	1025,5	84,1	0,152	45,808
2038	0,7	0,1	7,4	469,2	98,3	0,149	4,0	1029,5	83,6	0,111	45,919
2039	0,6	0,1	7,1	469,8	98,4	0,150	4,0	1033,5	85,5	0,099	46,018
2040	0,4	0,1	4,9	470,1	98,5	0,150	2,7	1036,1	85,8	0,064	46,082
2041	0,2	0,0	2,8	470,4	98,5	0,150	1,5	1037,6	86,1	0,035	46,117
2042	0,1	0,0	1,3	470,4	98,5	0,150	0,9	1038,5	90,0	0,015	46,132
2043	0,0	0,0	0,0	470,4	98,5	0,150	0,0	1038,5	0,0	0,000	46,132
2044	0,0	0,0	0,0	470,4	98,5	0,150	0,0	1038,5	0,0	0,000	46,132
2045	0,0	0,0	0,0	470,4	98,5	0,150	0,0	1038,5	0,0	0,000	46,132
2046	0,0	0,0	0,0	470,4	98,5	0,150	0,0	1038,5	0,0	0,000	46,132
2047	0,0	0,0	0,0	470,4	98,5	0,150	0,0	1038,5	0,0	0,000	46,132

Таблица П.4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин в целом по участку. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	57	0	0	1	1	0	33	1,4	5,2
2027	0	0	0	57	0	0	1	1	0	32	1,4	5,3
2028	0	0	0	57	0	0	1	1	0	31	1,3	5,3
2029	0	0	0	57	0	0	1	1	0	30	1,2	5,3
2030	0	0	0	57	0	0	1	1	0	29	1,1	5,3
2031	0	0	0	57	0	0	0	0	0	29	1,1	5,2
2032	0	0	0	57	0	0	1	1	0	28	1,1	5,1
2033	0	0	0	57	0	0	2	2	0	26	1,1	4,8
2034	0	0	0	57	0	0	0	0	0	26	1,0	4,7
2035	0	0	0	57	0	0	1	1	0	25	0,9	4,5
2036	0	0	0	57	0	0	0	0	0	25	0,8	4,3
2037	0	0	0	57	0	0	6	6	0	19	0,7	4,5
2038	0	0	0	57	0	0	2	2	0	17	0,7	4,4
2039	0	0	0	57	0	0	3	3	0	14	0,6	4,5
2040	0	0	0	57	0	0	6	6	0	8	0,6	4,6
2041	0	0	0	57	0	0	1	1	0	7	0,6	5,0
2042	0	0	0	57	0	0	6	6	0	1	0,6	5,4
2043	0	0	0	57	0	0	0	0	0	1	0,8	6,6
2044	0	0	0	57	0	0	0	0	0	1	0,7	6,0
2045	0	0	0	57	0	0	0	0	0	1	0,6	5,4
2046	0	0	0	57	0	0	0	0	0	1	0,5	4,9
2047	0	0	0	57	0	0	1	1	0	0	0,5	4,5

Таблица П.4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки в целом по участку. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	15,7	1,8	11,2	743,8	85,7	0,111	60,0	1506,9	73,8	2,357	58,678
2027	14,8	1,7	11,9	758,6	87,4	0,113	57,7	1564,6	74,3	2,063	60,741
2028	14,1	1,6	12,9	772,7	89,0	0,115	57,5	1622,1	75,5	1,826	62,567
2029	12,4	1,4	13,0	785,1	90,5	0,117	56,2	1678,3	77,9	1,530	64,097
2030	11,6	1,3	14,0	796,8	91,8	0,119	54,1	1732,4	78,5	1,318	65,415
2031	11,0	1,3	15,5	807,8	93,1	0,120	52,7	1785,1	79,1	1,127	66,542
2032	11,1	1,3	18,4	818,9	94,3	0,122	50,3	1835,3	78,0	0,973	67,515
2033	10,4	1,2	21,1	829,2	95,5	0,123	45,0	1880,3	76,9	0,751	68,266
2034	8,9	1,0	23,0	838,1	96,6	0,125	42,6	1922,9	79,1	0,554	68,820
2035	7,9	0,9	26,4	846,0	97,5	0,126	40,0	1962,9	80,3	0,489	69,309
2036	7,0	0,8	31,8	853,0	98,3	0,127	38,1	2001,1	81,7	0,435	69,744
2037	5,6	0,6	37,7	858,6	98,9	0,128	34,5	2035,5	83,7	0,318	70,062
2038	4,4	0,5	47,0	863,0	99,4	0,128	28,2	2063,7	84,5	0,223	70,285
2039	3,5	0,4	70,3	866,4	99,8	0,129	24,5	2088,2	85,8	0,186	70,471
2040	2,4	0,3	-	868,8	100,1	0,129	17,9	2106,1	86,7	0,124	70,595
2041	1,6	0,2	-	870,4	100,3	0,130	13,1	2119,2	87,8	0,077	70,672
2042	0,8	0,1	-	871,2	100,4	0,130	7,7	2126,9	89,3	0,037	70,709
2043	0,3	0,0	-	871,5	100,4	0,130	2,4	2129,3	88,5	0,008	70,717
2044	0,2	0,0	-	871,7	100,4	0,130	2,2	2131,4	88,9	0,007	70,724
2045	0,2	0,0	-	872,0	100,5	0,130	2,0	2133,4	89,3	0,006	70,730
2046	0,2	0,0	-	872,1	100,5	0,130	1,8	2135,2	89,6	0,006	70,736
2047	0,1	0,0	-	872,2	100,5	0,130	0,8	2136,0	90,0	0,002	70,738

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО					
Обустройство промысла					
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	208 500	208500	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	11 200	11200	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	134 266	43439	44742	46084
ВСЕГО	тыс.тг.	353 966	263139	44742	46084
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	358 073	263139	46084	48850

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
НДС (с выручки)	тыс.тг.	113 627	113 627	0	0
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	689 679	86 454	92 238	100 421
Налог на имущество	тыс.тг.	23 512	1 911	3 594	3 660
Прочие налоги	тыс.тг.	4 316	536	563	591
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	2 276 908	197 122	399 142	385 824
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	3 155 972	279 653	566 255	537 299
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 280 713	130 332	224 104	212 644
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	131	24	35	23
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	250 194	8 696	70 154	71 732
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	7 567 799	591 100	1 356 086	1 312 194
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	1 265 235	207 268	210 558	192 226
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	1 151 609	93 641	210 558	192 226
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	7 681 426	704 726	1 356 086	1 312 194

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
НДС (с выручки)	тыс.тг.	108 957	108 957	0	0
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	281 718	86 454	95 034	100 231
Налог на имущество	тыс.тг.	9 164	1 911	3 594	3 660
Прочие налоги	тыс.тг.	1 691	536	563	591
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	850 663	189 021	335 987	325 655
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	1 198 328	268 161	476 658	453 509
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	492 473	124 346	188 645	179 483
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	37	13	12	12
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	89 329	14 704	40 290	34 336
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	2 814 448	576 188	1 140 783	1 097 477
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	522 277	190 104	168 960	163 213
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	413 319	81 147	168 960	163 213
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	2 923 405	685 146	1 140 783	1 097 477

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)					
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	63 580,13	21 354,37	21 123,38	21 102,37
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	7 149,65	2 401,32	2 375,35	2 372,98
Затраты на материалы	тыс.тг.	123 918,23	41 619,86	41 169,65	41 128,72
Ремонт автодорог	тыс.тг.	3 094,46	1 013,29	1 031,72	1 049,45
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	56 793,12	18 597,14	18 935,27	19 260,72
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	62 624,05	20 506,50	20 879,35	21 238,21
НИР	тыс.тг.	243 151,56	79 620,96	81 068,62	82 461,98
Геофизические работы	тыс.тг.	27 611,72	9 041,57	9 205,96	9 364,19
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	104 986,59	34 378,28	35 003,34	35 604,96
Охрана объектов	тыс.тг.	104 951,01	33 291,36	34 955,93	36 703,72
Аренда	тыс.тг.	112 824,36	36 944,79	37 616,52	38 263,05
Расходы на экологию	тыс.тг.	2 094,80	685,95	698,42	710,43
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	2 101 957,26	688 294,41	700 808,85	712 854,00
Затраты на персонал	тыс.тг.	174 241,76	57 056,17	58 093,55	59 092,04
Потери нефти	тыс.тг.	31 645,08	9 933,09	10 895,58	10 816,41
Газпроцессинг	тыс.тг.	323 547,59	116 671,50	107 224,43	99 651,67
Ликвидация	тыс.тг.	52 316,48	9 960,30	31 374,95	10 981,23
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	3 596 487,84	1 181 370,87	1 212 460,85	1 202 656,13
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	281 718,40	86 453,60	95 033,57	100 231,23
Налог на имущество	тыс.тг.	9 164,46	1 910,64	3 594,20	3 659,62
Земельный налог	тыс.тг.	768,87	243,89	256,09	268,89
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	921,76	292,39	307,01	322,36
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	492 473,47	124 345,50	188 644,85	179 483,11
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	37,42	13,49	12,40	11,53
Итого производственных затрат	тыс.тг.	4 381 572,22	1 394 630,39	1 500 308,97	1 486 632,87
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг					
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	880 792,37	251 948,61	322 409,06	306 434,71
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	850 663,45	189 021,29	335 986,70	325 655,47
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	1 198 327,57	268 160,95	476 658,01	453 508,61
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	2 929 783,39	709 130,84	1 135 053,76	1 085 598,79
Общие и административные расходы					
Административные расходы	тыс.тг.	278 389,37	91 159,73	92 817,18	94 412,47
Другие административные расходы	тыс.тг.	278 389,37	91 159,73	92 817,18	94 412,47
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	249 589,41	88 824,42	82 141,13	78 623,86
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	226 760,88	79 890,26	75 262,92	71 607,70
Страхование	тыс.тг.	19 247,80	6 302,77	6 417,36	6 527,66
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	3 580,73	2 631,39	460,84	488,50
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	3 457 762,18	889 114,99	1 310 012,07	1 258 635,11
Итого затраты	тыс.тг.	7 839 334,40	2 283 745,38	2 810 321,04	2 745 267,99
Доходы (убытки)					
Производственный доход	тыс.тг.	8 414 287,04	2 399 358,29	3 054 424,52	2 960 504,23
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	7 839 334,40	2 283 745,38	2 810 321,04	2 745 267,99
Операционный доход	тыс.тг.	574 952,64	115 612,91	244 103,48	215 236,25
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	103 992,16	30 779,55	34 324,26	38 888,36
Балансовая прибыль	тыс.тг.	470 960,48	84 833,36	209 779,22	176 347,89
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	128 305,30	42 094,10	42 654,27	43 556,94
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	446 647,34	73 518,82	201 449,21	171 679,31
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	446 647,34	73 518,82	201 449,21	171 679,31
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	89 329,47	14 703,76	40 289,84	34 335,86
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	381 631,01	70 129,60	169 489,38	142 012,03
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	381 631,01	70 129,60	169 489,38	142 012,03

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	8 414 287	2 399 358	3 054 425	2 960 504	2 607 161	2 438 537
Итого приток средств	тыс.тг.	8 414 287	2 399 358	3 054 425	2 960 504	2 607 161	2 438 537
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	7 839 334	2 283 745	2 810 321	2 745 268	2 601 748	2 537 206
прямые затраты	тыс.тг.	3 596 488	1 181 371	1 212 461	1 202 656	1 215 523	1 224 125
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	785 084	213 260	287 848	283 977	264 292	255 743
расходы периода	тыс.тг.	3 457 762	889 115	1 310 012	1 258 635	1 121 933	1 057 338
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	358 073	263 139	46 084	48 850	51 739	54 758
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	358 073	263 139	46 084	48 850	51 739	54 758
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	89 329	14 704	40 290	34 336	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	8 286 737	2 561 589	2 896 695	2 828 453	2 653 487	2 591 964
Поток денежной наличности	тыс.тг.	127 550	-162 230	157 729	132 051	-46 326	-153 427
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.						
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	87 526	-162 230	142 291	107 466	-34 011	-101 615
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	74 775	-162 230	137 156	99 849	-30 460	-87 722
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	60 913	-162 230	131 441	91 702	-26 809	-73 991
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	127 550	-162 230	-4 501	127 550	81 224	-72 203
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	87 526	-162 230	-19 940	87 526	53 515	-48 100
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	74 775	-162 230	-25 075	74 775	44 315	-43 408
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	60 913	-162 230	-30 789	60 913	34 104	-39 887

Т.П – 12.1

НДЦС РК 8.01-08-
2022. Приложение
Г. 4
Форма

Наименование стройки - Шифр стройки	Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования уч.Котыртас Северный месторождений Кенбай 495-113//150/2020АТ
Наименование объекта - Шифр объекта	Демонтаж технологических оборудования и материалов.НГДУ "Кайнармунайгаз 02-01

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 02-01-3
(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудования и материалов.Уч.Котыртас Северный месторождений Кенбай
(Наименование работ и затрат)

Основание:	Дефектная ведомость		
	Сметная стоимость	154657,740	тыс.тенге
	Средства на оплату труда	91567,899	тыс.тенге
	Нормативная трудоемкость	21,415	тыс.чел-ч

Составлен(а) в ценах 4-квартала 2025 года

Номер по порядку	Шифр позиции норматива, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						154 657 740
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			70 075 283
в том числе оплата труда рабочих			тенге			36 523 966
машины и механизмы			тенге			76 786 676
в том числе оплата труда машинистов			тенге			21 492 616
материалы, изделия и конструкции			тенге			2 028 711
перевозки			тенге			5 766 954
нормативная трудоемкость			чел.-ч	21 415		
Раздел 1. Демонтаж промышленного оборудования						21 755 019
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			13 285 898
в том числе оплата труда рабочих			тенге			7 609 547
машины и механизмы			тенге			6 563 099
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1 950 571
перевозки			тенге			1 905 990
нормативная трудоемкость			чел.-ч	6 104		
1	1337-0101-0108 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кзм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3 т (Емкость 25 м³). Демонтаж оборудования	шт.	3	172 418	517 254
2	1337-0101-0110 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кзм=1,06	Оборудование без механизмов массой 6,5 т (Емкость 50м³ ГЗУ-2 (септик) С.К.). Демонтаж оборудования	шт.	1	295 031	295 031

3	1337-0101-0109 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 5 т (ГЗУ-2 ОЗНА-40-14-400). Демонтаж оборудования	шт.	1	225 583	225 583
4	1337-0101-0109 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 5 т (ГЗУ-4 Спутник Б-40-14-500). Демонтаж оборудования	шт.	1	225 583	225 583
5	1337-0101-0109 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 5 т (ГЗУ-3 СИ-40-14-400). Демонтаж оборудования	шт.	1	225 583	225 583
6	1337-0101-0106 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 1,5 т (РП-5). Демонтаж оборудования	шт.	1	74 791	74 791
7	1337-0101-0106 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 1,5 т (РП-6). Демонтаж оборудования	шт.	1	74 791	74 791
8	1337-0101-0115 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 50 т (Емкость 50 м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	993 418	993 418
9	1337-0102-0109 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 5 т (Пункт водораспределительный ВРП-2 С.Котыртас). Демонтаж оборудования	шт.	1	307 279	307 279
10	1337-0102-0111 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 13 т (Станок-качалка). Демонтаж оборудования	шт.	33	500 019	16 500 627
11	1337-0102-0110 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 8 т (Привод ПНШ-60-3-40 скв.№75 С.Котыртас). Демонтаж оборудования	шт.	1	409 089	409 089
12	414-103-0501 <i>РСНБ РК 2024</i>	Конструкции металлические. Погрузка	т	525,5	1 421	746 736
13	414-103-0502 <i>РСНБ РК 2024</i>	Конструкции металлические. Разгрузка	т	525,5	1 421	746 736
14	411-103-0205 <i>РСНБ РК 2024</i>	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	2 627,5	157	412 518
Раздел 2. Демонтаж трубопроводов						114 315 328
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			46 202 481
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>23 515 308</i>
машины и механизмы			тенге			63 606 690
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>17 210 649</i>
материалы, изделия и конструкции			тенге			2 028 711
перевозки			тенге			2 477 449
нормативная трудоемкость			чел.-ч	11 920		
Выкидные линии из ст.труб Ду73мм, 0,466км						
15	1101-0201-1125 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	521,92	516	269 311
16	1101-0203-0149 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	521,92	86	44 885

17	1125-0201-0102 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Трубопроводы диаметром 75 мм. Резка труб	км трубопровода	0,466	1 657 877	772 571
18	1125-0207-0502 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Трубопровод диаметром 75 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,466	685 333	319 365
19	1125-0208-0101 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	0,466	1 288 161	600 283
20	414-103-0101 <i>РСНБ РК 2024</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	7,456	1 602	11 945
21	414-103-0102 <i>РСНБ РК 2024</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	7,456	1 602	11 945
22	412-501-0305 <i>РСНБ РК 2024</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	37,28	231	8 612
Выкидные линии из ст.труб Ду89, 0,61+0,46+0,37+0,06+0,13+0,33+0,25+0,25+0,32+0,15+0,34+0,068+0,35+0,83+0,33+0,28+0,55+0,43+0,47+0,37+0,38+0,595+0,252=8,175км						
23	1101-0201-1125 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1	м³ грунта	9 156	516	4 724 496
24	1101-0203-0149 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Засыпка траншеи или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1	м³ грунта	9 156	86	787 416
25	1125-0201-0103 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Трубопроводы диаметром 89 мм. Резка труб	км трубопровода	8,175	1 801 814	14 729 829
26	1125-0209-0203 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	8,175	19 469	159 159
27	1125-0208-0101 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	8,175	1 288 161	10 530 716
28	414-103-0101 <i>РСНБ РК 2024</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	130,8	1 602	209 542
29	414-103-0102 <i>РСНБ РК 2024</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	130,8	1 602	209 542
30	412-501-0305 <i>РСНБ РК 2024</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	654	231	151 074
Линия водопроводная из п/э труб Ду110, 7,652км						
31	1122-0105-0405 <i>РСНБ РК 2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 44</i>	Демонтаж трубопровода из полиэтиленовых труб, диаметр 110 мм	км	7,652	980 811	7 505 166
32	414-103-0101 <i>РСНБ РК 2024</i>	Трубы п/э. Погрузка	т	24,4864	1 602	39 227
33	414-103-0102 <i>РСНБ РК 2024</i>	Трубы п/э. Разгрузка	т	24,4864	1 602	39 227
34	412-501-0305 <i>РСНБ РК 2024</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	122,432	231	28 282

Выкидные линии и линия водовода из СВТ труб Ду100мм, 0,4+0,76+0,74+0,55+0,6+0,46+0,452+0,688+0,442+0,37+0,4+0,373+0,3+0,149+0,13+0,576+0,651=8,041км						
35	1101-0201-1125 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Разработка грунта в траншее в отвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³, группа грунта 1	м³ грунта	9 005,92	516	4 647 055
36	1101-0203-0149 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Засыпка траншей или котлована бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 5 м, группа грунта 1	м³ грунта	9 005,92	86	774 509
37	1122-0106-0101 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Демонтаж трубопровода из стеклопластиковых труб, диаметр 100 мм	км трубопровода	8,041	1 695 522	13 633 692
38	1125-0208-0101 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	8,041	1 288 161	10 358 103
39	414-103-0101 РСНБ РК 2024	Трубы СВТ. Погрузка	т	128,656	1 602	206 107
40	414-103-0102 РСНБ РК 2024	Трубы СВТ. Разгрузка	т	128,656	1 602	206 107
41	412-501-0305 РСНБ РК 2024	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	643,28	231	148 598
Нагнетательные линии из ст.труб Ду73, 0,344+0,06=0,404км						
42	1125-0201-0103 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы (Нагнетательные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб	км трубопровода	0,4	1 801 814	720 726
43	1125-0201-0102 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 75 мм. Резка труб	км трубопровода	0,4	1 657 877	663 151
44	1125-0207-0502 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 75 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,4	685 333	274 133
45	1125-0208-0101 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	0,4	1 288 161	515 264
46	414-103-0101 РСНБ РК 2024	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	6,4	1 602	10 253
47	414-103-0102 РСНБ РК 2024	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	6,4	1 602	10 253
48	412-501-0305 РСНБ РК 2024	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	32	231	7 392
Нефтяной коллектор, линия коллекторная напорн. водов. УПСВ-ВРП-1 из ст.труб Ду159, 3,6+0,05+0,165+0,19+0,007+3,35=7,362км						
49	1101-0201-1125 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	8 245,44	516	4 254 647
50	1101-0203-0149 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	8 245,44	86	709 108
51	1125-0201-0105 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 150 мм. Резка труб	км трубопровода	7,362	2 226 440	16 391 051

52	1125-0207-0505 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Трубопровод диаметром 150 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	7,362	762 268	5 611 817
53	1125-0208-0103 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Трубопроводы промышленные диаметром 150 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	7,362	1 744 285	12 841 426
54	414-103-0101 <i>РСНБ РК 2024</i>	Трубы металлические. Погрузка	т	270,5535	1 602	433 427
55	414-103-0102 <i>РСНБ РК 2024</i>	Трубы металлические. Разгрузка	т	270,5535	1 602	433 427
56	412-501-0305 <i>РСНБ РК 2024</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	1 352,7675	231	312 489
Раздел 3. Ограждения						1 768 903
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			1 288 815
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>668 278</i>
машины и механизмы			тенге			397 084
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>138 116</i>
перевозки			тенге			83 005
нормативная трудоемкость			чел.-ч	261		
57	1147-0303-0109 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,3</i>	Установка оград металлических по железобетонным столбам без цоколя из сетчатых панелей высотой до 2,2 м	м оград	401,5	4 199	1 685 898
58	414-103-0501 <i>РСНБ РК 2024</i>	Конструкции металлические. Погрузка	т	22,8855	1 421	32 520
59	414-103-0502 <i>РСНБ РК 2024</i>	Конструкции металлические. Разгрузка	т	22,8855	1 421	32 520
60	411-103-0205 <i>РСНБ РК 2024</i>	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	114,4275	157	17 965
Раздел 4. Колодцы						235 875
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			167 670
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>85 034</i>
машины и механизмы			тенге			68 207
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>24 960</i>
нормативная трудоемкость			чел.-ч	37		
61	1123-0301-0108 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Колодцы канализационные круглые сборные железобетонные, диаметр 2 м. Демонтаж	м³ конструкций колодца	2,4	55 377	132 905
62	1122-0501-0104 <i>РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Демонтаж колодца круглого из сборного железобетона в грунтах мокрых, диаметр 1000 мм	м³ железобетонных и бетонных конструкций колодца	1,2	85 808	102 970
Раздел 5. Демонтаж матча освещения,КТП,ВЛ-0,4,ВЛ-10,КЛ						14 370 907
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			8 048 605
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>4 093 025</i>

машины и механизмы			тенге			5 248 777
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1 879 364
перевозки			тенге			1 073 516
нормативная трудоемкость			чел.-ч	2 824		
63	1134-0101-0401 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Прожекторная мачта, 1шт. Демонтаж	т ствола мачты	1,2	377 101	452 521
64	1133-0303-0303 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Мачта для освещения стальные массой до 1,5 т. Демонтаж	опора	4	14 542	58 168
65	1308-0101-2501 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВ•А. Демонтаж оборудования	подстанция	31	108 005	3 348 155
66	1308-0101-2507 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,06	Подстанция блочная напряжением 110 кВ с одним трансформатором мощностью до 16000 КВХА по схеме блок линия-трансформатор с выключателем на стороне 110 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 16000 КВХА. Демонтаж оборудования	подстанция	2	1 606 225	3 212 450
67	1133-0209-0101 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 0,38 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	42	12 296	516 432
68	1133-0209-0103 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 6-10 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	173	17 970	3 108 810
69	1133-0209-0301 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	215	12 097	2 600 855
70	414-103-0501 РСНБ РК 2024	Конструкции металлические. Погрузка	т	38,2	1 421	54 282
71	414-103-0502 РСНБ РК 2024	Конструкции металлические. Разгрузка	т	38,2	1 421	54 282
72	414-101-0701 РСНБ РК 2024	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	252,625	1 458	368 327
73	414-101-0702 РСНБ РК 2024	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	252,625	1 458	368 327
74	411-103-0205 РСНБ РК 2024	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	1 454,125	157	228 298
Раздел 6. Демонтаж зданий и сооружений						2 211 708
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			1 081 814
в том числе оплата труда рабочих			тенге			552 774
машины и механизмы			тенге			902 819
в том числе оплата труда машинистов			тенге			288 956
перевозки			тенге			226 994
нормативная трудоемкость			чел.-ч	269		
75	1146-0401-0405 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание операторное. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м³ строительного объема, включая подвал	81,8	3 430	280 574

76	414-104-0501 РСНБ РК 2024	Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	147,24	264	38 871
77	411-103-0205 РСНБ РК 2024	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	736,2	157	115 583
78	1125-0121-0102 РСНБ РК 2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Здание мобильное операторная/	т блок-боксов	20	85 207	1 704 140
79	414-103-0501 РСНБ РК 2024	Конструкции металлические. Погрузка	т	20	1 421	28 420
80	414-103-0502 РСНБ РК 2024	Конструкции металлические. Разгрузка	т	20	1 421	28 420
81	411-103-0205 РСНБ РК 2024	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	100	157	15 700

Таблица П.12.2. – График ликвидации скважин в период разработки (рекомендуемый)

Год	Ликвидация скважин в консервации	Ликвидация контрольных скважин	Ликвидация водозаборных скважин	Выбытие добывающих скважин	Выбытие нагнетательных скважин	Всего к ликвидации
2026				1		1
2027	1			2		3
2028				1		1
2029	1			1		2
2030		1		1		2
2031		1		1		2
2032		1	1	1		3
Итого	0	0	0	8		14