

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №24014522

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора по
Геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»



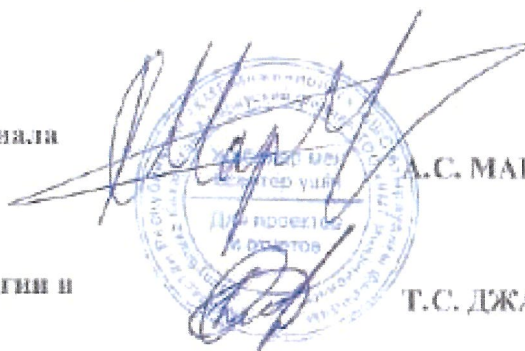
Тасеменов Е.Т.

2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УАЗ

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Первый заместитель
директора филиала по геологии и
разработке:



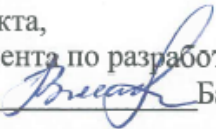
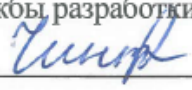
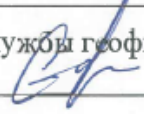
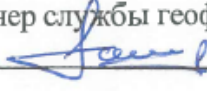
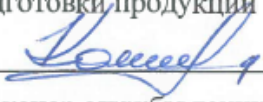
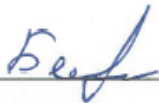
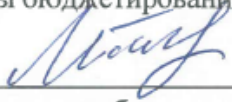
А.С. МАРДАНОВ

Т.С. ДЖАКСЫЛЫКОВ

г. Атырау, 2026г

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке		Башев А.А.	(общее руководство)
Руководитель службы разработки месторождений ЭМГ		Гуковский Д.А.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер службы разработки месторождений ЭМГ		Чинтасова Г.М.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по геологии, Старший инженер службы геологии и геологоразведки		Багитова Э.А.	(глава 11, разделы 2.1, 2.3, 2.5)
Ведущий инженер службы геофизики и петрофизики		Сарсекенова А.К.	(разделы 2.2, 2.4)
Инженер службы геофизики и петрофизики		Әділбай Қ.Н.	(разделы 2.2)
Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции		Каким А.С.	(глава 6.3, 6.4, 6.5)
Инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа		Байменов С.Е.	(раздел 6.1)
Старший инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин		Аманғалиев А.Қ.	(глава 7)
Эксперт службы бюджетирования и экономических исследований		Матжанова М.Д.	(главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)
Ведущий инженер службы экологии		Абир М.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль:  Гуковский Д.А.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	Наименование	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	15
	ВВЕДЕНИЕ	16
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 пластов (горизонтов) и их неоднородности	44
2.3	Физико-химическая характеристика нефти и газа	60
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	75
2.5	Запасы нефти и газа	84
3	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	92
3.1	Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетического состояния залежей	92
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	99
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	99
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	121
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	125
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	130
3.4	Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	133
3.4.1	<i>Обоснование выделения объектов разработки</i>	133
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	136
3.4.3	<i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	139
3.4.4	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	139
3.4.5	<i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	142
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	145
4	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	151
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	151
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	160
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	167
5	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	173
6	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	175
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	175
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при	184

№№ п/п	Наименование	Стр.
1	2	3
	эксплуатации скважин	
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	189
6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	195
6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	198
6.6	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	201
7	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	202
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	202
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	206
8	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	208
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	215
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	225
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	236
12	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	237
13	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	243
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	250
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	254

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ № п/п	№ № табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Характеристика толщин пластов	48
2.	2.2.2	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта	49
3.	2.2.3	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности	49
4.	2.2.4	Статистические ряды распределения проницаемости горизонта	58
5.	2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	66
6.	2.3.2	Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	69
7.	2.3.3	Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)	72
8.	2.3.4	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	74
9.	2.4.1	Относительная проницаемость в системе вода-нефть	79
10.	2.4.2	Результаты анализа смачиваемости по Амотт	80
11.	2.4.3	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	82
12.	2.4.4	Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов	83
13.	2.5.1	Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождения Уз (Протокол ГКЗ РК №2699-24-У 17.09.2024г)	86
14.	2.5.2	Сводная таблица подсчетных параметров, запасов газа газовых шапок месторождения Уз (Протокол ГКЗ РК №2699-24-У 17.09.2024г)	91
15.	3.1.1	Количество и виды проведенных гидродинамических исследований за 2019-2024гг.	92
16.	3.1.2	Результаты гидродинамических исследований скважин по объектам	95
17.	3.1.3	Распределение начального и текущего пластового давления по объектам	97
18.	3.2.1	Характеристика фонда скважин месторождения на 01.01.2025г	100
19.	3.2.2	Начальные и текущие показатели эксплуатации новых скважин	101
20.	3.2.3	Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти (на 01.01.2025г)	104
21.	3.2.4	Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности (на 01.01.2024г)	104
22.	3.2.5	Основные технологические показатели разработки I объекта	107
23.	3.2.6	Основные технологические показатели разработки II объекта	110
24.	3.2.7	Основные технологические показатели разработки II возвратного объекта	112
25.	3.2.8	Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом	113
26.	3.2.9	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту	117
27.	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту	118
28.	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II возвратному объекту	119
29.	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	120

№ № п/п	№ № табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
30.	3.2.13	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам	123
31.	3.2.14	Эффективность ГТМ и работы по оптимизации отбора по скважинам месторождения	128
32.	3.2.15	Эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки на дату отчета	128
33.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	135
34.	3.4.2	Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту	136
35.	3.4.3	Программа проведения ГТМ согласно рекомендуемому 2 варианту	137
36.	3.4.4	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки	138
37.	3.5.1	Маркетинговые показатели	145
38.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат	147
39.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	148
40.	3.5.4	Ставки налога на добычу	149
41.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	149
42.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	149
43.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	152
44.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	152
45.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	153
46.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)	153
47.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	154
48.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)	154
49.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин. I Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	155
50.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	155
51.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин. II Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	156
52.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	156
53.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин. III Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	157
54.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	157
55.	4.1.13	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения	158

№ № п/п	№ № табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
56.	4.1.14	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	159
57.	4.2.1	Капитальные вложения, 2 вариант	161
58.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 2 вариант	161
59.	4.2.3	Производственный доход, 2 вариант	161
60.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	162
61.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант	165
62.	4.3.1	Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения скважин	168
63.	4.3.2	Результаты определения доли неколлектора по объектам	169
64.	4.3.3	Коэффициенты нефтеизвлечения по расчетным вариантам разработки	171
65.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом	173
66.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки	176
67.	6.1.2	Виды станков-качалок	179
68.	6.1.3	Характеристики насосно-компрессорных труб, гладкие (неравнопрочные)	180
69.	6.1.4	Теоретическая производительность насосов	181
70.	6.2.1	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	188
71.	6.3.1	Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Уз	189
72.	6.3.2	Результаты расчетов трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Уз	194
73.	6.3.3	Расчет потерь нефти и газа	195
74.	6.4.1	Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (1-вариант)	196
75.	6.4.2	Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (рекомендуемый 2-вариант)	196
76.	6.5.1	Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин	198
77.	6.5.2	Состав и физико-химические свойства воды	200
78.	6.5.3	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	200
79.	6.5.4	Проницаемость пористой среды коллектора	200
80.	6.5.5	Технические характеристики насосных установок НБ-125	201
81.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция оценочной скважины №104 глубиной до 1000м	203
82.	7.1.2	Расчет продолжительности бурения оценочной скважины №104 глубиной до 1000м	204
83.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению Уз. Вариант 2 (Рекомендуемый)	209
84.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. I объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)	210

№ № п/п	№ № табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
85.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. II объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)	211
86.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. I Возвратный объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)	212
87.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. II Возвратный объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)	213
88.	8.6	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. III Возвратный объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)	214
89.	9.1	Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки	224
90.	10.1	Общая климатическая характеристика	225
91.	10.2	Среднемесячная и годовая температура воздуха, 0С	225
92.	10.3	Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с	225
93.	10.4	Повторяемость направления ветра и штилей (%)	225
94.	10.5	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2023г.	226
95.	10.6	Результаты анализов проб подземных вод	230
96.	12.1	Затраты на ликвидацию скважин	238
97.	12.2	Список демонтируемого оборудования	238
98.	12.3	Масса рекультивируемой земли	240
99.	12.4	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	241
100.	12.5	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению	242
101.	13.1	Критерии для скрининга химических методов увеличения нефтеотдачи	248
102.	13.2	Критерии для скрининга тепловых методов увеличения нефтеотдачи	248
103.	13.3	Скрининг горизонтов объекта I по критериям для применения полимерного заводнения	249
104.	13.4	Скрининг горизонтов объекта II по критериям для применения закачки пара	249

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта месторождения	21
2.	2.1.1	Тектоническая схема юго-восточной части Прикаспийской впадины	27
3.	2.1.2	Структурная карта по отражающему горизонту VI (ЗД, 2019г ТОО «RES»)	29
4.	2.1.3	Структурная карта по ОГ Т2 (ЗД, 2019г ТОО «RES»)	30
5.	2.1.4	Структурная карта по V ОГ (ЗД, 2019г ТОО «RES»)	31
6.	2.1.5	Структурная карта по III ОГ (ЗД, 2019г ТОО «RES»)	32
7.	2.3.1	Зависимость давления насыщения и газосодержания	64
8.	2.3.2	Зависимость объемного коэффициента и газосодержания	64
9.	2.3.3	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	64
10.	2.3.4	Зависимость вязкости от газосодержания	64
11.	2.3.5	Зависимость давления насыщения и газосодержания	65
12.	2.3.6	Зависимость объёмного коэффициента и газосодержания	65
13.	2.3.7	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	65
14.	2.3.8	Зависимость вязкости от газосодержания	65
15.	2.4.1	График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (мел, юра)	76
16.	2.4.2	Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости	76
17.	2.4.3	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. 101, 102, 103)	79
18.	3.1.1	Индикаторная диаграмма по скважине №68	93
19.	3.1.2	Диагностический график исследования КВД по скважине №70	93
20.	3.1.3	Диагностический график исследования КПД по скважине №20	94
21.	3.1.4	Динамика пластового и забойного давления по I объекту	97
22.	3.1.5	Динамика пластового давления по II объекту	98
23.	3.1.6	Динамика пластового давления по II возвратному объекту	98
24.	3.2.1	Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения и добывающих скважин по объектам на 01.01.2025г	99
25.	3.2.2	Динамика эксплуатации скважины №73	101
26.	3.2.3	Динамика эксплуатации скважины №74	102
27.	3.2.4	Динамика распределения действующего фонда скважин в целом по участку по дебитам нефти	104
28.	3.2.5	Динамика распределения действующего фонда скважин в целом по месторождению по обводненности	105
29.	3.2.6	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам	105
30.	3.2.7	Динамика основных технологических показателей разработки I объекта	108
31.	3.2.8	Динамика основных технологических показателей разработки II объекта	109
32.	3.2.9	Динамика основных технологических показателей разработки II возвратного объекта	111
33.	3.2.10	Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом	113

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
34.	3.2.11	Сопоставление утвержденных и достигнутых на 01.01.2025г значений КИН по объектам	121
35.	3.2.12	Распределение начальных и остаточных запасов нефти по эксплуатационным объектам	122
36.	3.2.13	Характеристики вытеснения по I объекту	124
37.	3.2.14	Характеристики вытеснения по II объекту	124
38.	3.2.15	Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ	128
39.	6.1.1	Предлагаемая компоновка оборудования ОРЭ для добывающих скважин	183
40.	6.3.1	Распределение выкидных трубопроводов добывающих скважин по материальному исполнению на месторождении Уаз	190
41.	6.3.2	Принципиальная технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Уаз	191
42.	6.3.3	Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождения Уаз	193
43.	6.3.4	Принципиальная схема системы сбора месторождения Уаз	194
44.	6.5.1	Принципиальная схема системы ППД месторождений Уаз	199
45.	10.1.1	Роза ветров	226

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ № п/п	№ № табл.	Наименование	Стр.
1.	П.2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	255
2.	П.2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	256
3.	П.2.3.3	Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования	258
4.	П.2.3.4	Химический состав и физические свойства пластовых вод	260
5.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1	262
6.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 1	262
7.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1	262
8.	П.4.1.4	Характеристика основных технологических показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1	263
9.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1	263
10.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1	263
11.	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин. I Возвратный объект. Вариант 1	264
12.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I Возвратный объект. Вариант 1	264
13.	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин. II Возвратный объект. Вариант 1	264
14.	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II Возвратный объект. Вариант 1	265
15.	П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин. III Возвратный объект. Вариант 1	265
16.	П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III Возвратный объект. Вариант 1	265
17.	П.4.2.1	Капитальные вложения (Вариант 1)	266
18.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность (Вариант 1)	266
19.	П.4.2.3	Производственный доход (Вариант 1)	266
20.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)	267
21.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)	268
22.	П.12.1	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)	270
23.	П.12.2	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения	280

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	№№ прил.	Количество листов	Масштаб	Степень секретности
1	3	4			5
1	Структурная карта по III отражающему горизонту	1	1	1:50 000	н/с
2	Структурная карта по V отражающему горизонту	2	1	1:50 000	н/с
3	Структурная карта по сейсмическому горизонту T2	3	1	1:50 000	н/с
4	Структурная карта по VI отражающему горизонту	4	1	1:50 000	н/с
5	Временные сейсмические разрезы по кросслайну 10170, 10192, 10210	5	1	гор.1:25000	н/с
6	Геологический профиль по линии I-I'	6	1	гор.1:5000 вер.1:2000	н/с
7	Геологический профиль по линии II-II'	7	1	гор.1:5000 вер.1:2000	н/с
8	Геологический профиль по линии III-III'	8	1	гор.1:5000 вер.1:2000	н/с
9	Геологический профиль по линии IV-IV'	9	1	гор.1:5000 вер.1:2000	н/с
10	Геолого-литологические профили по линиям I-I'	10	1	гор.1:2500 вер.1:1000	н/с
11	Геолого-литологические профили по линиям II-II'	11	1	гор.1:2500 вер.1:1000	н/с
12	Геолого-литологические профили по линиям III-III'	12	1	гор.1:2500 вер.1:1000	н/с
13	Геолого-литологические профили по линиям IV-IV'	13	1	гор.1:2500 вер.1:1000	н/с
14	Схема обоснования ВНК	14	1	1:1000	н/с
15	Горизонт II неомский 1 пласт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1	1:5000	н/с
16	Горизонт II неомский 2 пласт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1	1:5000	н/с
17	Горизонт Ю-I. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:5000	н/с
18	Горизонт Ю-II 1 пласт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных	18	1	1:5000	н/с
19	Горизонт Ю-II 2 пласт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин	19	1	1:5000	н/с
20	Горизонт Ю-III. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	20	1	1:5000	н/с
21	Горизонт Ю-IV. Структурная карта по кровле	21	1	1:5000	н/с

	коллектора карта эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин				
22	Горизонт Ю-V. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1	1:5000	н/с
23	Горизонт Ю-VI. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	23	1	1:5000	н/с
24	Горизонт Ю-VII. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	24	1	1:5000	н/с
25	Горизонт Ю-VIII. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	25	1	1:5000	н/с
26	Горизонт Ю-IX. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	26	1	1:5000	н/с
27	Горизонт Ю-X. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных и нефтенасыщенных толщин	27	1	1:5000	н/с
28	Карта фонда пробуренных скважин	28	1	1:10 000	н/с
29	Карта текущих и суммарных отборов. I объект.	29	1	1:5000	н/с
30	Карта текущих и суммарных отборов. II объект.	30	1	1:5000	н/с
31	Карта изобар. I объект.	31	1	1:5000	н/с
32	Карта изобар. II объект.	32	1	1:5000	н/с
33	Карта пробуренных и проектных скважин. I объект.	33	1	1:5000	н/с
34	Карта пробуренных и проектных скважин. II объект.	34	1	1:5000	н/с
35	Карта пробуренных и проектных скважин. В-I объект.	35	1	1:5000	н/с
36	Карта пробуренных и проектных скважин. В-II объект.	36	1	1:5000	н/с
37	Карта пробуренных и проектных скважин. В-III объект.	36	1	1:5000	н/с

Всего: 37 гр. прил. на 37 л., н/с - 37

РЕФЕРАТ

Работа содержит 280 страниц, в т.ч. 104 таблиц, 45 рисунков, 23 табличных приложений и 37 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ВОДА, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ПАЧКА, ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Целью составления проекта является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Пересчет запасов ...» 2024г.

В рамках «Пересчета запасов...» 2024г на месторождении выделено 14 продуктивных горизонтов, из них в пределах горного отвода 13 горизонтов: в нижнем мелу – 2 (II неокомский 1 пласт, II неокомский 2 пласт), в средней юре - 11 (Ю-I, Ю-II 1 пласт, Ю-II 2 пласт, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X) и один триасовый горизонт (Т), находящийся за пределами горного отвода, в связи с чем не будет рассматриваться.

Все нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, идентичны по строению и форме, в плане повторяют друг друга. Литологически отложения представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, песков и глин. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения.

Проектные технологические показатели разработки вариантов рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению II вариант разработки месторождения.

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

Область применения – месторождение Уз.

ВВЕДЕНИЕ

В административном отношении площадь Уаз расположена в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан на территории блока Тайсойган.

Недропользователем месторождения Уаз является АО «Эмбаунайгаз» согласно Контракту №327 от 12.05.1999г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в пределах блоков XXI-14-A, B, C, D, E, F; XXI-15-A, B, C, D, E; XXII-14-A, B, C, D, E; XXII-15; XXII-16-A, B, C, D, E, F; XXIII-14-A, B, C, D, E, F; XXIII-15; XXIII-16-A, B, C, D, E, F; XXIV-14-A, B, C; XXIV-15-A, B, C; XXIV-16-A, B в Атырауской области., а также согласно дополнению к контракту №2 от 29.12.2017г, согласно которому период разработки продлен до 09.01.2035г включительно.

Горный отвод предоставлен Акционерному обществу «Эмбаунайгаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Уаз в пределах блоков XXIV-15-B (частично), C (частично) на основании решения экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол №36/8 от 16.09.2024г). Участок недр расположен в Атырауской области. Площадь участка недр составляет – 2,26 км². Глубина участка недр - до подошвы триасовых отложений.

Гравитационный минимум Уаз выявлен в 1932-1933гг трестом «Эмбанефть» по результатам маршрутной гравиметрической съемки. К глубокому бурению структура была подготовлена в 1999г сейсмической съемкой методом отраженных волн.

Месторождение Уаз открыто в 1999г поисковой скважиной 4, пробуренной в пределах западного поля южного крыла структуры, где при опробовании среднеюрских отложений из интервала 530-533м были получены промышленные притоки нефти дебитом 10,8 м3/сут на 5 мм штуцере.

В результате бурения скважин 4, 10, 11, 12 и 14 на западном поле южного крыла структуры Уаз были выявлены залежи нефти в нижнемеловых (I аптский, II аптский, I неокомский горизонты) и среднеюрских отложениях (горизонты Ю-I+II, Ю-III', Ю-III, Ю-IV), отраженные в подсчете запасов, выполненном в 2009 г. С 2000 по 2005гг месторождение находилось в консервации в связи с использованием территории блока Тайсойган в качестве военного полигона.

В 2006г геологоразведочные работы на месторождении были возобновлены. Проведены работы по расконсервации разведочных скважин 4, 11, 12 и 14 с целью испытания горизонтов Ю-I+II и последующего их ввода в пробную эксплуатацию.

В 2007 году ТОО «Научно-исследовательский и проектный центр» составлен проект пробной эксплуатации месторождения Уаз (протокол ЦКР РК №43 от 15.06.2007г).

В 2008г ТОО «Онгар КМ» был выполнен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 01.01.2008г Протокол ГКЗ РК №765-08-П от 20.11.2008г.

В 2009 году, ТОО НЭКФ «Optimum», был произведен подсчет запасов нефти и газа, по состоянию на 01.01.2009г утвержденный протоколом ГКЗ РК №814-09-У от 22.01.2010г.

В 2010г ТОО «НИПЦ» составлен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Уаз». По результат рассмотрения рабочая группа постановила: продлить срок пробной эксплуатации месторождения Уаз до января 2012г.

В 2011г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» на основе последнего утвержденного подсчета запасов составлен и утвержден «Технологическая схема разработки месторождения Уаз» (Протокол Заседания Рабочей группы Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК № 325 от 06.01.2012г).

В 2011г сейсморазведочной партией №1 ТОО «Гео Энерджи Групп» на площади Уаз были проведены сейсмические исследования МОГТ 3Д объемом 68 кв. км, в результате интерпретации выявлены ловушки в отложениях среднего триаса на периферии соляного купола и детализировано строение южного крыла структуры Уаз.

11 апреля 2012 г подписано Дополнение №4 к Контракту о продлении периода Разведки по Контракту на 2 года до 09.01.2014г. (Письмо Министерства нефти и газа РК от 13.09.2011 года №07-01/10629, Протокол №9 от 07.09.2011г.).

В 2014г институтом ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен Анализ разработки месторождения Уаз.

В 2015г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Уаз Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.02.2015г». (Протокол ГКЗ РК №1557-15-У от 21.05.2015 г).

В 2016г была составлена «Уточненная технологическая схема разработки западного поля месторождения Уаз» (утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо от 05.01.2017г №27-5-4-И) на основании Протокола ЦКРР №79/5 от 09.12.2016г)».

В 2020г был составлен Анализ разработки месторождения Уаз, в рамках анализа были скорректированы программа работ и уровни добычи на 2020-2022гг. (Прокол ЦКРР № 4/13 24.09.2020г.). Анализ был выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию на 01.01.2020г.

В 2020г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...» (Протокол ГКЗ №2233-20-У от 25.11.2020г.) В рамках пересчета запасов (ПЗ) были пересмотрены геологические структуры и проинтерпретированы данные по ГИС.

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Уаз», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №19/3 от 27-28.10.2021г). В рамках Анализа разработки 2021г был выполнен только пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи, без изменения технологических показателей по отчету «Анализ разработки месторождения Уаз» 2020г.

В 2022г был выполнен «Проект разработки...» (утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №31/12 от 22.09.2022г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».

В 2024г был составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Уаз...» (Протокол ГКЗ РК №2699-24-У от 17.09.2024г) по результатам которого геологические запасы нефти увеличились на 551 тыс.т (+14%), а извлекаемые 119 тыс.т (+10%).

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Уаз» (АР-2024г). В рамках Анализа разработки 2024г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2025-2027гг.

В 2025г был выполнен «Дополнение к проекту разработки...» (утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №66/18 от 23-24 сентября 2025г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2025г с выделением двух основных эксплуатационных и трех возвратных объектов разработки:

- **I объект** – горизонт Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонт Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт II неокомский 1 пласт;
- **II Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **III Возвратный объект** – горизонты Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII; Ю-IX, Ю-X.

В 2025г был выполнен и утвержден «Прирост запасов нефти и газа месторождения Уаз» (Протокол ГКЗ РК №2793-25-У от 19.12.2025г). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории в целом по месторождению В+С1 составили 4530/1380 тыс. т и увеличились на 161/44 тыс. т, по категории С2 геологические/извлекаемые запасы составили 457/58 тыс. т.

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

Настоящий проект составлен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №1195769/2026/1 от 10.03.2026г с АО «Эмбаунайгаз», согласно Техническому заданию и в соответствии с требованиями действующих «Единых правил по

рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН) и нормативно-технического документа (НТД) «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены приказом №329 И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г).

В проекте использованы фактические материалы, предоставленные геологическими службами НГДУ «Кайнармунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». Авторы выражают благодарность специалистам компании-недропользователя за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении площадь Уаз расположена в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан на территории блока Тайсойган (рис. 2.1).

В орографическом отношении территория представляет собой пустынно-степную равнину, осложненную многочисленными отдельными холмами, грядами, разделенными замкнутыми понижениями. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 7 до плюс 30м.

Ближайшим населенным пунктом и станцией является Жамансор, где расположено НГДУ “Кайнармунайгаз”.

Центр Кызылкогинского района п.г.т. Миялы расположен на расстоянии 115 км на северо-запад, областной центр г. Атырау находится на расстоянии 165 км на юго-запад.

Дорожная сеть развита слабо. Через район исследований проходит проселочная дорога, связывающая районные центры Макат и Миялы. Населенные пункты отсутствуют.

Железная дорога Атырау-Алматы проходит в 30 км юго-восточнее рассматриваемой структуры.

Нефтепровод «Атырау-Орск» проходит на расстоянии 50 км на юго-восток.

Климат района резкоконтинентальный с суровой зимой и жарким сухим летом.

Годовой перепад температур от плюс 40°С летом, до минус 35°С зимой. Количество осадков колеблется от 150 до 200 мм в год.

Гидрографическая сеть развита слабо. В юго-западной части района работ протекает река Сагиз. Пресноводных колодцев мало, дебит их незначительный.

Животный и растительный мир беден и является типичным для полупустынных зон.

Материально-техническая база и подрядные организации по выполнению буровых, промыслово-геофизических, исследовательских работ расположены в г. Атырау и его окрестностях.



Рис. 1.1 – Обзорная карта месторождения

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Стратиграфия

Пробуренными поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами на месторождении Уз вскрыты породы надсолевого комплекса от кунгурского яруса до четвертичных отложений. Литология и стратиграфия вскрытых отложений изучена на основании анализа образцов керна и материалов геофизических исследований скважин.

В скважинах месторождения Уз (15, 16, 17, 18, 19, 20 101, 102) был отобран керн для определения микрофаунистического анализа. По комплексу флоры и фауны с многочисленными экземплярами раковин определен геологический возраст барремского, валанжинского, аптского, готеривского ярусов нижнего мела и волжский ярус верхней юры.

Палеозойская группа PZ

Наиболее древние породы, которые вскрыты пробуренными поисковыми скважинами, относятся к палеозойскому возрасту.

Пермская система – P

Нижний отдел - P₁

Кунгурский ярус - P_{1к}

Литологический разрез кунгурского яруса представлен двумя толщами: нижней – галогенной и верхней – сульфатно-терригенной (кепрок).

Галогенная толща сложена каменной солью серовато-белой, кристаллической, мелко - средне - крупнокристаллической.

Сульфатно-терригенная толща представлена ангидритами темно – серыми, мелко и тонкокристаллическими, крепкими. Причем толща кепрока вскрывается не во всех соляных куполах.

Вскрытая толщина соленосной толщи кунгурского яруса изменяется от 24м (скв.У-21) до 110м (скв.У-5).

Кровля отложений кунгурского яруса является сейсмическим репером ОГ-VI. Выше с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения триасовой системы.

Триасовая система – T

Отложения триасовой системы по сейсмическим и каротажным данным представлены средним и верхним отделами. По литологической характеристике отложения данного возраста однотипны.

Средний отдел T₂

Отложения среднего триаса присутствуют только в скважине У-1. По описанию керна представлен глинами с прослоями песков, песчаников. Глины темно-зеленые, зеленые, красновато-коричневые, плотные, местами аргиллитоподобные, песчанистые, известковистые, слюдистые, с включением обуглившихся растительных остатков и отпечатками раковин. Пески серые, с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, слюдистые, уплотненные. Песчаники зеленовато-серые, средне- и мелкозернистые, слюдистые.

Литолого петрофизическое описание шлифов проводилось в скважине У-1. По описанию 25 шлифов отложения среднего триаса в интервале 1170,36-1287,74м представлены песчаником мелко- среднезернистым, комковатым, с большим включением углефицированных растительных остатков, полимиктовым, слоистым, со следами жизнедеятельности организмов; алевролитом мелко-тонкозернистым, полевошпат-кварцевым, с большим количеством органических остатков.

Вскрытая толщина в скважине У-1 составляет 168м.

Верхний отдел Тз

Отложения верхнего триаса присутствуют в скважинах У-3, У-5, У-7, У-8 и 13. По описанию шлама в скважинах У-3 и У-21 представлен глинами с прослоями песков, песчаников. Глины пестроцветные, от светло-серых до коричневых, пелитовые, массивные, песчанистые, слабо известковистые. Песчаники серые, светло-серые, крупно-среднезернистые, массивные, полимиктовые. Пески серые, светло-серые, мелкозернистые, полимиктовые преимущественно кварцевого состава, зерна угловатые, плохо окатанные.

Литолого петрофизическое описание шлифов проводилось в скважинах У-3 и У-21. По описанию 3-х шлифов в скважине У-3 (инт.982,26м, 974,85м, 986,41м) отложения верхнего триаса представлены песчаником средне - мелкозернистым, полимиктового состава (темноцветно-полевошпатово-кварцевого). В скважине У-21 на шлифе в интервале 1073,47м по описанию отмечено переслаивание алевролита и глины с алевроитовой примесью. Слоистая текстура подчеркнута переслаиванием глин и алевролита. Алевролит мелко- тонкозернистый, с единичными песчанной размерностью зернами кварца.

Максимальная вскрытая толщина верхнего триаса в скважине У-21 составляет 126м.

Мезозойская группа МЗ

Юрская система – J

Нижний отдел - J₁

Литологически отложения нижней юры представлены песчано-алевритовыми разностями с прослоями глинистых пород.

Глины светло- темно-серого до бурового цветов, плотные, алевролитистые,

тонкослоистые, слюдистые с включением обуглившихся растительных остатков.

Песчаники серые, светло-серые, крупно-среднезернистые, слюдистые, уплотненные, с редкими прослоями углистых веществ и с включениями мелких ОРО и галек.

Песок светло-серый, рыхлый, уплотненный, среднезернистый, однородный слюдистый с единичными включениями углистых веществ и галек размерами 2-3 мм.

Толщина отложений нижней юры изменяется от 59м (скв.У-1) до 82м (скв.У-8).

Средний отдел – J₂

Отложения средней юры несогласно перекрывают толщу нижней юры.

Представлены чередованием глин, песчаников, песков, алевролитов.

Алевролит серый, темно-серый, сильноглинистый, с горизонтальной слоистостью, мелкозернистый, некарбонатный.

Глины буровато-серые и темно-серые с буроватыми и зеленоватыми оттенками плотные, песчанисто-алевритистые, с включением обуглившихся растительных остатков и тонкими прослоями бурого угля.

Пески коричневатого-светло-серые, темно-серые, тонко и мелкозернистые, глинистые, слабоуплотненные с включением мелких обуглившихся растительных остатков и редкими прослоями углистого материала.

Песчаники темно-серые, зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие, слюдистые, с включением обуглившихся растительных остатков.

Отложения средней юры изучены по 14 петрографическим шлифам из скважин У-3 и У-21. Согласно их описанию представлены песчаником мелко-среднезернистым, полимиктовым, кварц полевошпатовым, известковым. Зерна угловато-окатанные, слабоокатанные. Сортировка плохая. Обломки представлены кварцем, полевыми шпатами, слюдой, обломками углефицированных растительных остатков.

Вскрытая толщина среднеюрских отложений изменяется от 319м (скважина У-21) до 392 м (скважина 13).

В разрезе отложений средней юры на западном поле установлены 10 горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

Верхний отдел – J₃

Отложения верхней юры несогласно перекрывают толщу средней юры.

Литологически верхнеюрский разрез представлен чередованием прослоев глин, песчаников, алевролитов.

Глины темно-серые до черных, с бурым оттенком, плотные, известковистые, углистые, с прослойками черного угля и включениями ОРО.

Песчаники коричнево-серые, мелко-среднезернистые, неслоистые, вмещают редкие прослои углистого материала черного цвета.

Алевриты серые, с зеленоватым оттенком, глинистые, мелкозернистые, некарбонатные, с прослойками углистого материала темно-коричневого цвета.

Толщина верхнеюрских отложений достигает 20 м в скважине У-1.

Меловая система – К

Нижний отдел – К₁

Отложения нижнего мела представлены неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами. В скважинах 15, 16, 17, 18, 19 и 20 (Западное поле) в образцах керна встречен единый богатый комплекс фауны остракод *Palaeocytheridea aff. rara* Lub., *Rhinocypris echinata* Lub., *Shuleridea aff. jonesiana* Bos., *Cypridea koskulensis* Mand., *Cypridea* sp. и фораминифер с многочисленными экземплярами раковин хорошей сохранности *Lagenammina bartensteini* Mjatl., *Mjatlukaena dami* Mjatl., *Recurvoides valanginicus* Ryg., *Recurvoides excellens* Ryg., *Reophax torus* Cresp., *Astacolus assurgens* Mjatl., *Ammobaculites subrossicus* Mjatl., *Ammobaculites ungaricus* Mjatl., *Ammobaculites aff. granulum* Vass., *Lenticulina aff. nana* Mjatl., *Lenticulina aff. mutabilis* Mjatl. По найденным останкам раковин возраст пород определен как нижнемеловой барремского и валанжинского ярусов.

Неокомский надъярус – К_{1nc}

В неокомский надъярус входят готеривский, барремский и валанский яруса.

Литологически отложения готеривского яруса представлены песчано-глинистыми отложениями с преобладанием последних и имеют региональное распространение. Глины зеленовато-серые, реже темно-серые, плотные, с примесью песка, известковистые.

В составе барремского яруса преобладают пестроцветные осадки, представленные чередованием глин и песков, иногда с прослоями мергеля.

Литолого петрофизическое описание шлифов в отложениях неокомского надъяруса выполнено на 2-х 486,17 м. По описанию имеющихся шлифов отмечается, что присутствует глина алевритистая, плотная, крепкая с большим количеством углефицированных растительных остатков (корневой системы) расположенной по наслоению, с содержанием глинистой фракции до 20%, с редкими обломками тонкостенных раковин пелиципод. Алевритовая часть представлена кварцем, полевыми шпатами, слюдами. Также - песчаник мелкозернистый, полимиктовый, кварц полевошпатовый, известковый. Зерна угловато-окатанные, слабоокатанные. Сортировка плохая. Обломки представлены кварцем, полевыми шпатами, слюдой, обломками углефицированных растительных остатков, обрывками растительной ткани, сохранившей структуру. Кварц угловато-окатанный, большей частью алевритовой размерности, с волнистым погасанием. Полевые шпаты

представлены микроклином и ортоклазом. По трещинам спайности некоторых из них наблюдается замещение кальцитом. Полевые шпаты, как правило, интенсивно изменены вторичными процессами, покрыты налётом гидроксидов железа.

В отложениях барремского яруса установлены 2 нефтяных горизонта (I, II не). Общая толщина неокомского яруса на восточном поле изменяется от 160м (скв.У-5) до 203м (скв.У-1).

Аптский ярус – K_{1a}

Отложения представлены преимущественно глинами, алевролитами, песчаниками и песками.

Глины темно-серые до черных, с зеленоватым, реже с буроватым оттенками, плотные, алевроитистые, некарбонатные, слоистые.

Алевролиты серые с зеленоватым оттенком, слабослюдистые, глинистые, некарбонатные.

Песчаники серые и темно-серые, тонко- и мелкозернистые, крепкие, известковистые, с включениями обломков раковин.

Толщина аптского яруса варьирует в пределах от 74 м (скв.13) до 98 м (скв.У-5).

Альбский ярус – K_{1al}

Литологически альбские отложения представлены глинами с чередующимися прослоями мелкозернистых песчаников незначительной толщины.

Глины серые, темно-серые, с зеленоватым оттенком, слабо алевроитистые, плотные, неизвестковистые, с включениями углефицированного растительного детрита и обломков раковин, горизонтальнослоистая.

Пески и песчаники зеленовато-серые, мелко- и тонкозернистые, глинистые, известковистые.

Толщина альбского яруса варьирует в пределах от 230 м (скв.У-1) до 242 м (скв.13).

Верхний отдел – K₂

Верхнемеловые отложения представлены глинами, песками, мергелями.

Нижняя часть отложений верхнего мела сложена песчано-глинистыми породами осадочного комплекса, верхняя часть разреза карбонатными породами. В подошве отложений залегает песок мелкозернистый, серый, с прослоями пиритизированных песчаников, выше залегают глины темно-серые до черных, плотными, жирные, с прослойками серого мелкозернистого песка. Вверх по разрезу залегают мергели светло-зеленовато-серые, плотные, местами мелоподобные. Также присутствует белый писчий мел.

Толщина отложений достигает 118м в скв.У-1.

Кайнозойская группа Kz

Четвертичная (Q)+Неогеновая (N) система

Отложения имеют повсеместное развитие и трансгрессивно перекрывают более древние породы. Литологически породы представлены желтовато-серовато-зелеными песчанистыми, сильно известковистыми глинами с битой ракушей и водоносными песками.

Максимальная вскрытая толщина отложений составляет 54 м в скв.У-1.

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении территория лицензионного блока Тайсойган расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины на Атырауской моноклинали, граничащей на юге с Актюбинско-Астраханской системой поднятий (рис. 2.1.1).

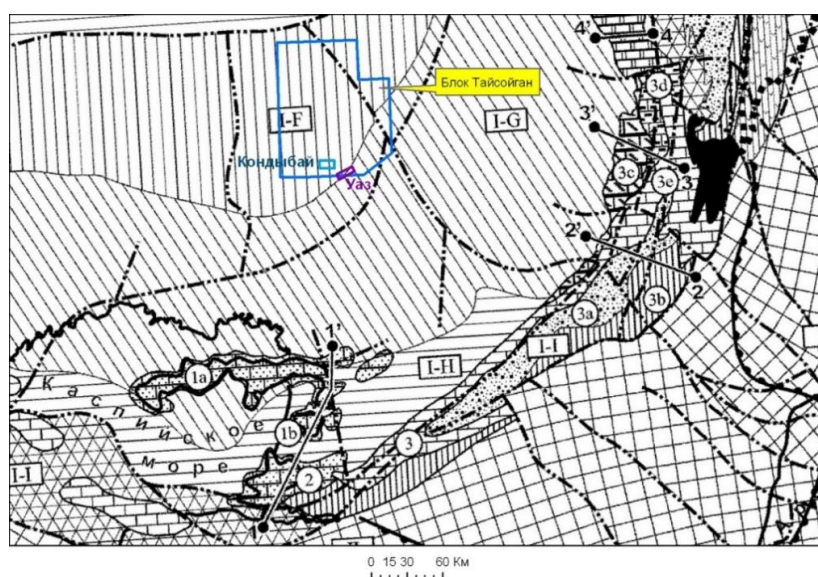


Рис. 2.1.1 - Тектоническая схема юго-восточной части Прикаспийской впадины

В осадочном чехле Прикаспийской впадины выделяются три литолого-стратиграфических комплекса: подсолевой, солевой и надсолевой.

Отложения подсолевого комплекса вскрыты рядом глубоких скважин и на востоке и на юге впадины они имеют преимущественно терригенный состав, а на севере и западе – карбонатный. Возраст их от девона до нижней перми (без кунгурского яруса).

Солевой комплекс сложен каменной солью кунгурского возраста, образующей многочисленные соляные массивы, валы и гряды разнообразного строения и размеров. Мощность соли на куполах достигает 6-7 тыс. м и уменьшается в межкупольных зонах вплоть до полного выклинивания.

Надсолевой комплекс сложен терригенными, в меньшей степени карбонатными породами верхнепермского, мезозойского и кайнозойского возрастов мощностью от десятков метров в сводах куполов до нескольких тысяч метров в межкупольных пространствах.

Одним из таких объектов является солянокупольная структура Уаз, вытянутая в северо-западном направлении, на северо-западе соединяется с куполом Кондыбай, на востоке с куполом Кожа.

По поверхности VI отражающего горизонта (Рис. 2.1.2, граф. прил. 4) на рассматриваемом участке выделяются три соляных купола, главные оси которых разнонаправлены: часть купола Кондыбай – на западе, купол Уаз – в центральной части участка и юго-западная часть купола Кожа на востоке, связанных между собой небольшими узкими перешейками. Склоны соляных куполов обрамляют разрывные нарушения. Гипсометрически купола находятся почти на одном уровне: 300-400 м.

Поверхность соли в пределах участка варьирует в диапазоне глубин 300-7000 м. Мульдовые зоны находятся на глубинах от 3500 м до 7000 м.

Надсолевые отложения купола Уаз по трехлучевой системе разломов, приуроченных к бортам соляного ядра, разделяются на три крыла: юго-западное, южное и северо-восточное. Южное крыло оперяющим разломом разделено на два поля: западное и восточное. Разрабатываемое нефтяное месторождение Уаз приурочено к западному полю южного крыла.

В структурном отношении структура Уаз западное поле представляет собой условную брахиантиклинальную складку вытянутая с юго-запада на северо-восток. Размер складки по длинной оси – 3,5 км, по короткой оси – 1,3 км. Амплитуда структуры по замыкающей изогипсе минус 1000 м составляет 100 м.

В тектоническом отношении структура ограничена тектоническими нарушениями F, F₁, F₂. С севера ограничена разломом F₂ субширотного простирания, амплитуда разлома порядка 600 м. С северо-востока ограничена разломом F₁ субширотного простирания, амплитуда разлома незначительная. С юго-востока ограничена с разломом F субмеридионального простирания, амплитуда разлома в пределах 400-600 м.

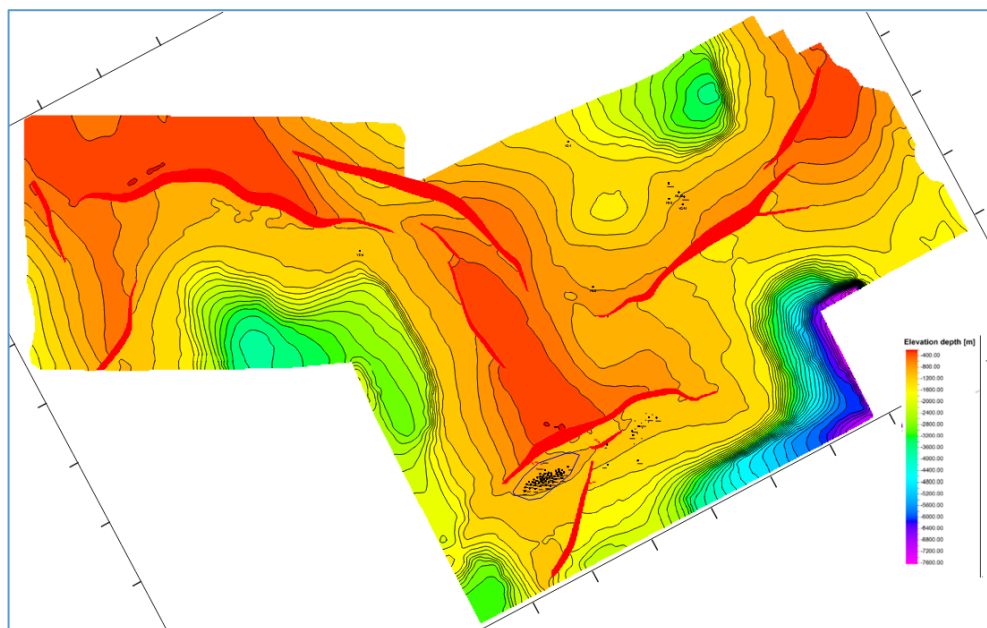


Рис.2.1.2 - Структурная карта по отражающему горизонту VI (3Д, 2019г ТОО «RES»)

Строение триасовых отложений характеризуют один откартированный горизонт внутри триаса, это - T2.

Среднетриасовые отложения на рассматриваемом участке Тайсойган развиты традиционно фрагментарно, приурочено лишь к краевым сводовым частям соляных куполов. На участке Кондыбай среднетриасовые отложения выделяются в виде узкой «вогнутой» полосы или «подковы» юго-восточнее от горного отвода месторождения Кондыбай. Восточнее от площади Кондыбай в виде узкой субмеридионально вытянутой полосы выделяется структура Уаз Западный. Структура Уаз Северный находится к северо-востоку от структуры Уаз Западный. Структура Уаз Южный располагается восточнее от основного юрского месторождения. Структура Уаз Восточный находится к юго-востоку от структуры Уаз Северный (рис.2.1.3, граф. прил. 3).

Структура Уаз Центральный представлен в виде отдельных краевых выклинивании приуроченных к соляному куполу, которые ограничивающей от Уаза Восточного. Три полускладки имеют высокое гипсометрическое положение относительно самой восточной складки и всех других выделенных структур рассматриваемой площади. Структура в виде полусвода оконтуривается изогипсой минус 950 м. Размеры структуры - 3,2х 0,8 км.

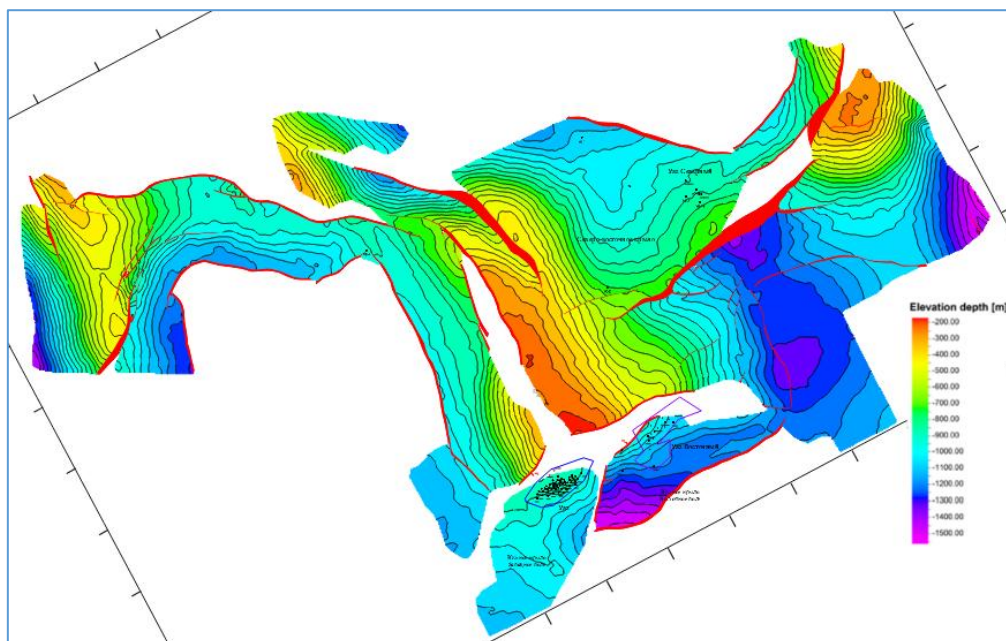


Рис.2.1.3 - Структурная карта по ОГ Т₂ (3Д, 2019г ТОО «RES»)

У отражающий горизонт характеризует подошву юрского комплекса отложений, поверхность развита повсеместно, за исключением зон самых высоких положений сводовых частей соляных куполов (Рис. 2.1.4, граф. прил. 2). На южном крыле структуры Кондыбай по поверхности образуется двухсводовая полуантиклинальная меридионально вытянутая структура. С севера, северо-запада и юго-востока структура ограничена поверхностью разрывных нарушений. В приподнятых частях структура имеет глубины 200-400м. По замкнутой изогипсе -650м размеры структуры составляют 6,0х3,1км.

В пределах южного крыла, вдоль узкого перешейка, соединяющего структуру Кондыбай с западным крылом структуры Уаз, выделяется малоамплитудная (до 50м) структура примыкания по изогипсе 890м.

Структура Уаз имеет трехкрылое строение. Западное крутое крыло имеет два свода (северное и южное) и оконтуривается изогисой -850м, размеры по которой составляют 10,0 х 1,2 км. Амплитуда структуры западного крыла составляет 300-550м. Глубины залегания структуры 300-850м.

Восточное крыло наиболее крупное и относительно пологое, оконтуривается изогипсой 650м. Северо-восточная часть восточного крыла осложнена субмеридиальным выраженным сбросом, который обусловил образование небольшой локальной структуры, в виде полуантиклинальной структуры примыкания по изогипсе 400м. В целом, размеры восточного крыла по изолинии 650м составляют 10,3х3,1 км.

Южное наиболее погруженное крыло сильно дислоцировано дезъюнктивными нарушениями и, как следствие, имеет блочное строение: западный, восточный и северный блоки. Северный блок, представляющий собой узкую грабеновую зону, практически не

освещен бурением - скважина У-9 пробурена в зоне разлома. Промышленная продуктивность меловых, юрских и триасовых отложений установлена на восточном и западном блоках.

Южное крыло западный блок экранируется структуроформирующим разломом F_2 северо-восточного простирания, который ограничивает обширный грабен, отделяющий южное крыло от северо-восточного и юго-западного крыльев. При этом, в пределах крыла отмечается ряд тектонических нарушений, примыкающих к основному разрывному нарушению и, делящих крыло на отдельные структурные элементы (тектонические блоки).

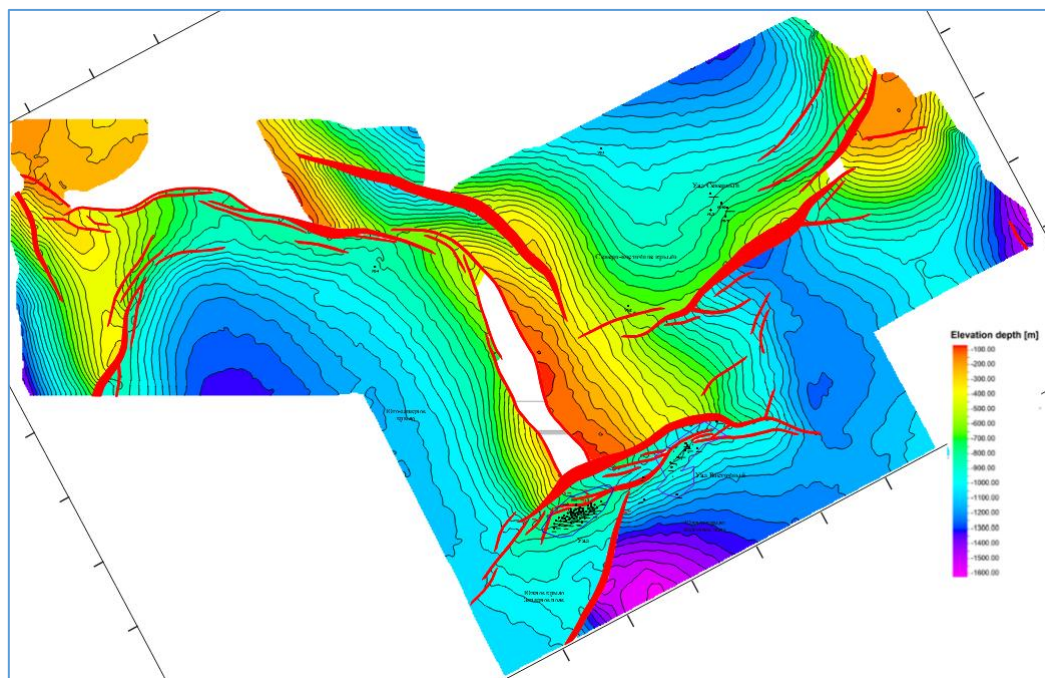


Рис.2.1.4 - Структурная карта по V ОГ (ЗД, 2019г ТОО «RES»)

III отражающий горизонт характеризует подошву мелового комплекса отложений. В плане поверхность повторяет строение нижележащей, но с той разницей, что в пределах куполов горизонт выходит на дневную поверхность (рис.2.1.5, граф. прил. 1).

В пределах восточного крыла структуры Уаз обособляются поперечным разрывным нарушением два блока: северный и южный. Размеры структур существенно сокращаются.

На площади Кондыбай южное крыло структуры распадается на два блока: западный и восточный. В центральной части меловые отложения выходят под размыв.

С точки зрения перспектив, интересными участками могут представляться северный блок южного крыла Уаз и, в меньшей степени структура примыкания Уаз Северо-Восточный.

Южное крыло западное поле также экранируется разломом F_2 , ограничивающим грабен, и дополнительными тектоническими нарушениями разбито на отдельные тектонические блоки, каждый из которых являлся самостоятельным объектом

исследований. Структура, в пределах которой были выявлены залежи нефти, представляет собой полусвод примыкания к тектоническому нарушению. Размеры полусвода по замкнутой изогипсе минус 500 м равны 2,3х1,1 км, амплитуда около 100 м.

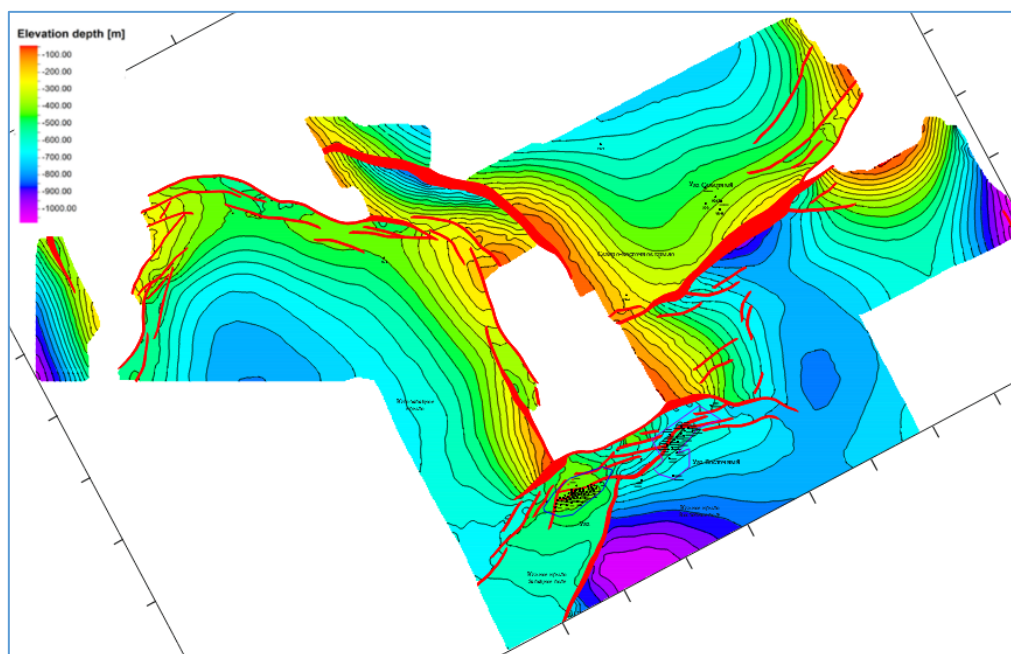


Рис.2.1.5 - Структурная карта по III ОГ (ЗД, 2019г ТОО «RES»)

2.1.3 Нефтегазоносность

На месторождении Уаз нефтеносность была впервые установлена в пределах западного поля Южного крыла разведочной скважиной 4, пробуренной в 1999 году, в которой при опробовании среднеюрских отложений (интервал 530-535м) был получен промышленный приток нефти с водой дебитом 10,6 м³/сут и 3,4 м³/сут через 5 мм штуцер. Последующие пробуренные скважины подтвердили продуктивность среднеюрских и меловых отложений.

На дату составления отчёта, за период времени 2025-2026г, пробурена новая оценочная скважина № 104. В процессе бурения выполнен полный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), тестирование пластов и отбор проб.

В оценочной скважине № 103 выполнено опробование горизонтов Ю-III, Ю-V, Ю-VI и Ю-VII, по результатам которого получены промышленные притоки нефти. Полученные данные по результатам опробования позволили пересмотреть интерпретацию коллекторов в разрезе скважины № 103: уточнено насыщение коллекторов по горизонтам Ю-VI и Ю-VII, а также выделены дополнительные коллекторы в пределах II неокомского горизонта (пласт 1).

Нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, идентичные по строению и форме, в плане

повторяющие друг друга. Литологически отложения представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, песков и глин.

При детальной корреляции разрезов пробуренных скважин отмечается сложное строение меловых горизонтов, отмечается высокая неоднородность пластов коллекторов, выражающаяся в значительном изменении эффективных толщин, вплоть до полного замещения коллекторов непроницаемыми разностями. Юрские горизонты уверенно прослеживаются и характеризуются выдержанностью коллекторов по площади и разрезу.

Всего установлено 14 продуктивных горизонтов: в нижнем мелу – 2 (II неокомский 1 пласт, II неокомский 2 пласт,), в средней юре - 11 (Ю-I, Ю-II 1 пласт, Ю-II 2 пласт, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю- X), в триасе – горизонт Т.

Ниже приводится подробное описание строения продуктивных горизонтов месторождения Уз.

Нефтяной горизонт – II неокомский стратиграфически выделен в составе барремского яруса, разделен на два пласта – 1 и 2.

Пласт 1

Общая толщина горизонта варьирует от 21,4 до 37,6м, в среднем 29,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,2 до 20,2м, в среднем составляет 5,6м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,4 до 20,2м, в среднем 5,8м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,0; песчаности - 0,20.

Нефтяные залежи установлены на западном поле и грабенной части структуры (блоки I, II и III, V).

Западное поле

В контуре продуктивности пробурены 28 скважин. Опробование проведено в пяти скважинах (№№ 4, 11, 16, 35, 48). В скважине 4 в 2009г в интервале 307-317 м проведены режимные гидродинамические исследования, на 5 мм штуцере расчетный дебит нефти составил 1,5 м³/сут. В скважине №16 при опробовании интервала 321-323 м методом снижения уровня был получен приток жидкости. В 2023г в интервалах рассматриваемого горизонта были вскрыты перфорацией и опробованы: скважина №11 в интервале 316-322м с притоком нефти $Q_n = 7,2$ м³/сут, воды $Q_v = 1,2$ м³/сут, скважина №35 в интервалах 310,5-312м, 331,5-334м с притоком нефти $Q_n = 0,5$ м³/сут, воды $Q_v = 0,3$ м³/сут, скважина №48 в интервалах 310,5-312м, 331,5-334м с притоком нефти $Q_n = 1$ м³/сут, воды $Q_v = 0,3$ м³/сут. В остальных скважинах коллектора характеризуются как нефтенасыщенные по данным геофизических исследований скважин.

ВНК по данным ГИС не установлен и принят наклонным от самой высокой отметки кровли воды -328,3м (скв.№56) до нижней отметки нефтеносного пласта -330,9м (скв.№65).

Высота залежи нефти западного поля при принятом положении ВНК составляет 33,4-36м.

Грабен

I блок

В пределах I блока в скважинах №№48, 59, 74 установлены нефтенасыщенные пласты по данным ГИС суммарной толщиной от 7,5 до 20,2м.

ВНК находится на отметке -318,1м, которая соответствует по кровле водоносного пласта в скв. №74. Высота залежи - 25,2м.

II блок

В пределах II блока пробурено три скважины №№70, 101 и 102, нефтеносность установлена в скважине №70 по данным ГИС толщиной 5,5м. Скважины №№101 и 102 попали в зону фациального замещения пород.

ВНК принят на отметке водоносного пласта -326,7м в скв.№70. Высота залежи 12,5м.

III блок

В пределах III блока нефтенасыщенность установлена в скважинах №№58, 72 по данным ГИС толщиной 8,4м и 9,8м.

ВНК принят условно на нижней отметке нефтеносного пласта -320,7м в скв.№58. Высота залежи - 20,3м.

IV блок.

В пределах блока пробурена скв. №103, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора с толщиной 1,9м. УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора установлена на абс. отметке -321,2м.

V блок.

В пределах блока пробурена скв. №104, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора с толщиной 4,4м. При этом, подошва нефтенасыщенного коллектора установлена на абс. отметке -327,4м.

При опробовании интервала 328,7-330,1м, 331,9-334,2м получены притоки нефти с дебитами до 0,8м.

Площадь нефтеносности II неокомского горизонта 1 пласта составляет 726 тыс.м².

Пласт 2

Общая толщина горизонта варьирует от 14,4 до 29,6м, в среднем 19,8м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,7 до 11м, в среднем составляет 5,3м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 до 2,9м, в среднем 1,4м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,0; песчанистости - 0,27.

Нефтяные залежи установлены на западном поле и грабене (блок II и V).

Западное поле

В контуре продуктивности пробурено скважина №53 с нефтенасыщенной толщиной 1,8м по данным ГИС.

ВНК по данным ГИС не установлен и принят наклонным от высокой отметки кровли воды -325м (скв.№37) до нижней отметки нефтеносного пласта -329м (скв.№53).

Грабен*II блок*

Нефтеносность II блока установлена по данным бурения скважин №№70, 101 и 102, суммарными толщинами от 0,6 до 2,9м по данным геофизических исследований скважин.

ВНК принят на нижней отметке нефтеносного пласта -365,1м в скв.№102. Высота залежи - 29,9м.

V блок

В пределах блока по данным ГИС и MDT в скв. №104, выделена нефтяная залежь с газовой шапки. Газовая шапки подтверждена по данным ГИС и MDT исследований, где газонасыщенные коллектора имеют толщину до 3,2м. Нефтяная оторочка по данным ГИС имеет толщину 2м, где при опробовании в инт. 373,4-374,1м, 375-376,7м получены притоки нефти 1,9 м³/сут (штуцер 5мм).

ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта на абс. отметке -361,7м. ВНК принимается условно, по подошве нефтенасыщенного пласта на абс. отметке -369,3м.

Площадь нефтеносности II неокомского горизонта 2 пласта составляет 357 тыс.м².

Нефтяной горизонт Ю-I залегает в кровельной части отложений средней юры.

Общая толщина горизонта варьирует от 3 до 32,7м, в среднем 20,8м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,2 до 8,8м, в среднем составляет 3м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,2 до 8,5м, в среднем 3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,0; песчанистости - 0,13.

Нефтяные залежи получили развитие на западном поле и грабеновой части структуры (блок III).

Западное поле

В контуре продуктивности пробурены 15 скважин. Опробование проведено в скважине 4, являющейся первооткрывательницей месторождения. При снижении динамического уровня от 142,5 м до 196 м начальные дебиты нефти в перфорированных интервалах 421-423 м и 426-428 м варьировали от 1,56 м³/сут до 19,9 м³/сут. В 2016г в скв.№69 совместно с горизонтом Ю-III вступила в разработку с первоначальным дебитом нефти с водой 0,8 м³/сут и 2,4 м³/сут соответственно.

Согласно геофизической обработке пласт в скважине №14 нефтенасыщен до

абсолютной отметки -440,2 м; водоносный пласт начинается с абсолютной отметки -433,2 м в скважине №55. ВНК принят наклонным в пределах отметок -433,2-440,2м. С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 28,5-35,5 м.

Грабен

III блок

На III блоке по данным материалов геофизических исследований скважин нефтяные пласты выделены в скважинах №№ 46, 58 и 72 толщиной 1,6, 1,8 м и 0,2 м.

ВНК принят условно на отметке -446,9 м, соответствующая подошве нефтяного пласта в скважине №46.

С учетом принятого ВНК высота залежи - 29,8 м.

Площадь нефтеносности горизонта в целом составляет 395 тыс. м².

Нефтяной горизонт Ю-II разделен на два пласта 1 и 2. К пласту 1 приурочена нефтяная залежь, а к пласту 2 – газонефтяная залежь.

Пласт 1

Общая толщина горизонта варьирует от 2,5 до 9,5м, в среднем 6,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,3 до 5,0м, в среднем составляет 2,4м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,3 до 4,1м, в среднем 2,1м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,5, песчаности - 0,40.

Западное поле

В контуре продуктивности пробурено 8 скважин. Скважина №60 в 2016г вступила в эксплуатацию совместно с горизонтом Ю-III, первоначальный дебит нефти и воды составил 6,0 м³/сут и 3,7 м³/сут соответственно. Для данной залежи характерен прерывистый тип коллекторов, в связи с чем ВНК для разных участков залежи варьирует от -434,6 м до -453,6 м. ВНК принят наклонным от -436,4м соответствующий самой высшей отметке водоносного пласта в скв. №37 до -439 м, что соответствует самой низкой отметке нефтеносного пласта в скв. №71. Для района скважины №60 ВНК принят на отметке -453,6 м. Высота залежи составил 15,4 м и 19,8м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-II 1 пласта составляет 122тыс. м².

Пласт 2

Общая толщина горизонта варьирует от 1 до 9,6м, в среднем 5,9м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,6 до 10,5м, в среднем составляет 2,9м, из них эффективная газонасыщенная толщина составляет 6,2м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 до 3,3м, в среднем 2,3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,4, песчаности - 0,44.

Западное поле

В контуре продуктивности пробурено 10 скважин. ГНК принят на абсолютной отметке -428,3м, что соответствует подошве газонасыщенного пласта в скважине №52. ВНК принят наклонным от -440,1м (кровля водонасыщенного пласта в скв.№37) до -446,7м (подошва нефтенасыщенного пласта в скв.№16). Высота газовой залежи составляет 6,2м; высота нефтяной части залежи составляет 12,3-22,1м.

Площадь нефтеносности составила 120тыс. м².

Нефтяной горизонт Ю-III. Горизонт является основным объектом разработки.

Общая толщина горизонта варьирует от 32,7 до 67,5м, в среднем 49,4м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,4 до 60,8м, в среднем составляет 28,8м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 до 29,9м, в среднем 15,3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 5,4, песчанистости - 0,57.

Нефтяные залежи получили развитие на западном поле и в грабене (I, II, IV, V). Залежи являются пластовыми сводовыми, подпираются подошвенной водой.

Западное поле

В контуре продуктивности пробурены 46 скважин. Горизонт в разные годы эксплуатировался 32 скважинами.

Водонефтяной контакт обоснован по данным опробования скважин и промыслово-геофизической оценке характера насыщения пластов. Притоки безводной нефти получены в скважинах №№15, 16, 18, 19, 30 до отметок -481,2м; -478,6м; -486,8м; -482,7м; -486,7м. ВНК по ГИС установлен в скважинах №№4, 12, 14, 17, 18, 19, 30, 35, 36, 42, 47, 55, 61, 64, 65, 69 и варьирует в пределах от -481,5 м (скважина 36) до -490,4 м (скважина 18).

По результатам обработки материалов ГИС в скважине №54 нефтенасыщенные пласты выделены до отметки -491,3 м.

Учитывая данные опробования и ГИС, водонефтяной контакт принят в диапазоне абсолютных отметок от -481,5 (контакт нефть-вода в скважине №36 и самая верхняя отметка воды в скважине №56) до -491,3 м (подошва нефтяного пласта в скважине №54). Столь большой диапазон наклона ВНК, связан с изменением коллекторских свойств пород на отдельных участках.

В процессе эксплуатации в скважинах №№37, 57, пробуренных в 2012-2013гг, произошло интенсивное обводнение продуктивных пластов. В скважине №37 на отметке -471,1 м, что выше принятого ВНК более, чем на 10 м. В скважине №57 текущий ВНК вскрыт на отметке -474,5 м. На обводнение данных продуктивных пластов повлияла работа скважин №№4, 11, 12, 14, 15, 19, 31, которые разрабатывают Ю-III горизонт с 2000 г по настоящее время. При подсчете начальных запасов обводненные пласты, находящиеся выше уровня начального ВНК, приняты как продуктивные.

ВНК принят наклонным от -481,5м (кровля водоносного пласта в скв.№36, 56) до -491,3 (подошва нефтеносного пласта в скв.№54). С учетом принятого ВНК высота залежи составляет 51,9-61,7 м.

Грабен

I блок

Нефтенасыщенность установлена по результатам обработки материалов ГИС в районе скважин №№ 48, 59, 74.

В разрезе скважин №№ 48, 59, 74 выделены нефтенасыщенные пласты суммарной толщиной от 2,4 м до 11,4 м.

В районе скв.№№48, 59, 74 ВНК по ГИС не установлен и условно принят на абсолютной глубине -483,2м по подошве самого низкого нефтяного пласта в скважине №48. Высота залежи - 37м.

II блок

В пределах II блока пробурено три скважины №№70, 101 и 102, нефтеносность установлена в скважинах №70, 101 по данным ГИС толщинами 2,4м и 2,7м. Скважина №102 попала в зону фациального замещения пород.

IV блок

В пределах блока нефтеносность установлена в новой скважине №103 по данным ГИС толщиной 2,7м. Продуктивность залежи доказаны при опробовании инт. 508-536м, где при 7мм штуцеры получены 0,8 м3/сут нефти и 0,4 м3/сут воды.

Согласно ПЗ-2024г, для блоков II и IV ВНК принят единым по подошве нефти в скважине №103, на отметке минус 525,1 м. Высота залежи - 78,7м.

V блок

Продуктивность блока выявлена по данным ГИС в скв. №104, где выделены нефтенасыщенные коллектора с толщинами 2,7м. ВНК для залежи принят как условный, по подошве нефтенасыщенного коллектора на абс. отм. -502,8м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-III составляет 1310тыс. м².

Газонефтяной горизонт Ю-IV.

Общая толщина горизонта варьирует от 7,1 до 24,4м, в среднем 13,8м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1 до 21м, в среднем составляет 5,9м, из них эффективная газонасыщенная толщина составляет 3,4м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,3 до 7,4м, в среднем 3,7м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,2, песчанистости - 0,43.

Западное поле

В контуре продуктивности пробурены 6 скважин (№№31, 34, 43, 52, 62, 66).

Продуктивность установлена работой скв.31, которая находится в разработке с 2008 года по настоящее время, начальный дебит нефти в первый месяц эксплуатации составил 4,5 м³/сут. В 2018г скважина №62 вступила в эксплуатацию совместно с горизонтом Ю-III с первоначальным дебитом нефти и воды 7,7 м³/сут и 4,5 м³/сут соответственно.

По данным интерпретации материалов ГИС самой низкой отметке нефтяного пласта соответствует отметка -493,7м в скв.№31, кровле водоносного пласта соответствует отметка -494,5м в скв.№54. Учитывая близость водоразделов ВНК принят по кровле водоносного пласта в скв.№54 на отметке -494,5 м. Высота залежи - 15,5м.

Грабен

I блок

В контуре продуктивности пробурено две скважины (№№ 48 и 74). В скважине №48 в 2013г перфорирован интервал 499-501, 495-497м, при опробовании дебит составил 9,8 м³/сут нефти и 1,4 м³/сут воды.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв.№48 на отметке -493,4м. Высота залежи составил 10м.

II блок

В пределах II блока пробурены три скважины №№70, 101 и 102, продуктивность установлена в скважине №102, где по данным ГИС выделяется газонасыщенный коллектор толщиной 3,4м. Скважина №101 попала в зону фациального замещения пород.

ГНК принят по подошве газоносного пласта на абсолютной отметке -493,9м в скважине №102.

С учетом принятых контактов площадь нефтеносности горизонта составляет 150 тыс. м².

Нефтяной горизонт Ю-V.

Общая толщина горизонта варьирует от 20,2 до 72,7м, в среднем 57,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 5,9 до 50,6м, в среднем составляет 30,1м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 26м, в среднем 8,1м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 8, песчаности - 0,56.

Западное поле

В контуре продуктивности пробурены 29 скважины. Продуктивность установлена опробованием в 18 объектах из 15 скважин. Максимальный начальный дебит нефти получен в скважине 32 и составил 13,6 м³/сут на 5мм штуцере.

Блок «б»

Блок «б» вступил в разработку скважиной 32 в 2008 году. В последующем, в эксплуатацию вступили скважины 34, 37, 39, 40, 41, 43, 46, 52, 53, 54, 59, 62, 66, начальные

дебиты нефти в первый месяц эксплуатации по этим скважинам варьировали от 0,1 м³/сут (скважина 46) до 14,6 м³/сут (скважина 39).

В скважинах №№ 64, 67, пробуренных в 2016г продуктивные пласты частично обводнились под влиянием эксплуатации соседних скважин №№43, 52, 53, 65, 66, поэтому интервалы обводнившихся пластов, выделенные выше принятого ВНК, подсчетом запасов приняты как продуктивные.

Притоки безводной нефти получены до отметок -534,6м (скважина 12), -532,6 (скважина 16), -533,3 м (скважина 20), 523,1 м (скважина 32). Водонефтяной контакт по данным ГИС зафиксирован в скважинах №№12, 20, 31, 43, 52, 59, 62 на абсолютных отметках -534,8м, -533,3м, -533,5м, -533,8м, -533,5м, -533,8м, -532,3м, -533,2м, -533,2м соответственно. Самая верхняя отметка водоносного пласта выделена на глубине -527,7 м в скважине №57. Самая нижняя отметка нефтеносного пласта выделена на -537,3м в скважине №101. Исходя из вышеизложенного, ВНК принят наклонным в пределах отметок от -527,7м до -537,3м.

Блок «а»

В скважине №39 в 2013г перфорирован интервал 541-545, при опробовании дебит составил 14,4 м³/сут нефти и 1,6 м³/сут воды. В 2018 году дополнительно к интервалу 541-545 м были перфорированы и опробованы интервалы 526,5-528,5 м, 537-540 м, в результате чего получен приток нефти с водой дебитом 1,7 м³/сут и 6,5 м³/сут.

В скважине №39 нефтяной пласт по ГИС зафиксирован на отметке -542,2 м. Кровля воды 534,4м отмечается в скважине №55. ВНК принят наклонным на отметке минус 534,4-542,2м.

С учетом принятых контактов высота залежи составляет 34,4-44,4м; в районе скважины №39 – 12м.

Грабен

I блок

На данном блоке скважина №74 попадает в участок с нефтенасыщенным интервалом. По скважине в 2023г был перфорирован интервал 510-517м и получен приток дебитом 13,6 м³/сут нефти и 2,3 м³/сут воды. Отметка ВНК -514,6м принята по кровле воды. Высота залежи - 16,3м.

Грабен

II блок

В пределах II блока пробурено две скважины №№70 и 102, нефтеносность установлена в скважине №102 по данным ГИС толщиной 10,3м опробованием. По скважине №102 в 2020г было проведено опробование, в результате получен приток дебитом 3,3 м³/сут

нефти и 2,6 м³/сут воды.

ВНК принят условно на нижней отметке нефтеносного пласта -512,1м в скв. №102. Высота залежи - 10,3м.

III блок

В пределах III блока нефтеносность установлена в скважине №58 по данным ГИС и толщиной 5м. Скважина №58 вступила в эксплуатацию с первоначальным дебитом 8,8 м³/сут нефти и 2,6 м³/сут воды.

ВНК принят условно на нижней отметке нефтеносного пласта 531,9м в скв. №58. Высота залежи - 6,4м.

IV блок

В контуре продуктивности пробурена скважина №103, где по данным ГИС и опробования выделены газовые нефтеносные коллектора. Продуктивность выделенных коллекторов доказана при опробовании инт. 569-573м, 576-580м, где при 5мм штуцере получены 25 м³/сут нефти и 8,3 тыс. м³/сут газа. ГНК принят на абсолютной отметке -566м, что соответствует подошве газонасыщенного пласта. ВНК принят на отметке -572,4м, по подошве нефтенасыщенного пласта. Высота газовой залежи составляет 5,2м; высота нефтяной части залежи составляет 11,6м.

V блок

По данным ГИС и МДТ в скв. 104 выделена нефтяная залежь с газовой шапкой, где газонасыщенные коллектора имеют толщину до 5,5м, нефтенасыщенные коллектора до 6,7м. При опробовании нефтяной оторочки в инт. 560,7-563,5м, при 5мм штуцере получены 1,5м³/сут нефти и 0,2 тыс. м³/сут газа. ГНК принят на отметке -540.1м (подошва газоносного пласта в скв. №104). ВНК принят на отметке -556.4м (кровля водоносного пласта в скв. №104)

Площадь нефтеносности горизонта Ю-V составляет 774тыс. м².

Нефтяной горизонт Ю-VI

Общая толщина горизонта варьирует от 15,9 до 33,1м, в среднем 27,7м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,6 до 17,1м, в среднем составляет 5,2м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2 до 8м, в среднем 3,5м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,5, песчанистости - 0,19.

Грабен

I блок

На данном блоке пробурены скважины №№ 70 и 74. По ГИС нефтенасыщенные толщины составляют 2,5 м и 3,2 м соответственно. ВНК принят условно на отметке -579,1м – по подошве нефтяного пласта в скважине №70. Высота залежи составляет 19,3м.

II блок

В пределах II блока пробурено скважина №102, нефтеносность установлена в скважине №102 по данным ГИС толщиной 2,9м и опробованием. При опробовании с 10.09.2020 по 09.10.2020 в скважине №102 получен фонтанный приток нефти дебитом 7,4 м³/сут.

ВНК принят условно на нижней отметке нефтеносного пласта -562,2м в скв.№102. Высота залежи - 4м.

III блок

В пределах III блока нефтеносность установлена в скважинах №№46 и 58 толщинами 8 и 2м соответственно.

Обе скважины вступили в эксплуатацию в 2012 г с начальными дебитами нефти 2,1-2,6 м³/сут, воды – 0,9-1,6 м³/сут.

Водонефтяной контакт по данным материалов ГИС не установлен и принят по подошве нефтеносного пласта в скважине №46 на отметке -587,3м. Высота залежи – 14,8 м.

IV блок

Продуктивность блока установлена по данным ГИС и опробования в скв. №103. По данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора с толщинами до 2,1м. Продуктивность блока доказана при совместном опробовании с нижележащим горизонтом Ю-VII, где при 7мм штуцере получены притоки нефти до 9,7 м³/сут. УВНК принят на отметке -607.8м (подошва нефтеносного пласта в скв.№103).

Площадь нефтеносности составляет 314 тыс. м²

Нефтяной горизонт Ю-VII Общая толщина горизонта варьирует от 17,1 до 38,4м, в среднем 31,2м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,2 до 12,6м, в среднем составляет 4,7м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина 1,8м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2, песчанистости - 0,13.

Западное поле

Нефтеносность установлена по данным ГИС в скважин №101 и опробованием в скв. №101. Опробование скважины №101 было с 26.09.2020 по 22.10.2020, где получен фонтанный приток нефти дебитом 9,4 м³/сут.

ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №101 на абсолютной отметке -590,3м. Высота залежи - 2,5м.

Грабен

I блок

На данном блоке пробурена скважина №74. По ГИС нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м. ВНК принят на отметке -610,8м условно, по подошве нефтяного пласта. Высота залежи составляет 1,8м.

IV блок

Продуктивность блока установлена по данным ГИС и опробования в скв. №103. По данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора с толщинами до 2,6м. Продуктивность блока доказана при совместном опробовании с вышележащим горизонтом Ю-VI, где при 7мм штуцере получены притоки нефти до 9,7 м³/сут. ВНК принят на отметке -624,7м (кровля водонасыщенного пласта в скв. №103).

Площадь нефтеносности составляет 111 тыс.м².

Нефтяной горизонт Ю-VIII

Общая толщина горизонта варьирует от 20,7 до 37,1м, в среднем 28,8м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,8 до 16,3м, в среднем составляет 8,2м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,8 до 11,6м, в среднем 8,1м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,8, песчаности - 0,27.

Западное поле

Горизонт выделен по данным ГИС и опробованием в скважинах №№70 и 101.

Скважина №70 была опробована в июне 2020г при опробовании получен 9,6 м³/сут нефти и 1,9 м³/сут воды. В скважине №101 опробование было в интервалах 642,3-648м и 675-678м совместно с горизонтом Ю-IX получен фонтанный приток нефти дебитом 26,8 м³/сут.

ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №101 на абсолютной отметке 649,1м. Высота залежи – 26,1м.

Грабен

I блок

На данном блоке пробурена новая скважина №74. В 2022г были перфорированы интервалы 663-665м, 671,6-672,6м, 685,5-688м горизонтов Ю-IX, Ю-X совместно и получен приток дебитом 15,1 м³/сут нефти и 2,6 м³/сут воды. ВНК принят условно на отметке -657,8м. Высота залежи – 25,8м.

V блок

Продуктивность блока обоснована по данным ГИС и опробования в скв. №103, где выделены нефтенасыщенные коллектора с толщинами до 5,7м. При опробовании инт. 651,6-658,5м, при 5мм штуцере получены 10,7м³/сут нефти, 0,8 м³/сут воды. ВНК принят условно на отметке -652,8м (подошва нефтеносного пласта в скв. №104).

Площадь нефтеносности составляет 243 тыс.м².

Нефтяной горизонт Ю-IX

Общая толщина горизонта варьирует от 6 до 18,2м, в среднем 13,2м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,9 до 9,8м, в среднем составляет 4,6м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,9 до 2,9м, в среднем 1,6м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,2, песчаности - 0,32.

Западное поле

В пределах западного поля пробурено две скважины №№70 и 101, нефтеносность установлена по данным ГИС и опробования в скважине №101. Опробование было в интервалах 642,3-648м и 675-678м совместно с горизонтом Ю-VIII получен фонтанный приток нефти дебитом 26,8 м³/сут.

ВНК принят условно на нижней отметке нефтеносного пласта -669,8м в скв.№101. Высота залежи составляет 12,9м.

Грабен

I блок

На данном блоке пробурена скважина №74. В 2022г перфорированы интервалы 663-665м, 671,6-672,6м, 685,5-688м горизонтов Ю-VIII, Ю-X совместно и получен приток дебитом 15,1 м³/сут нефти и 2,6 м³/сут воды. ВНК принят условно на отметке -665,6м. Высота залежи - 0,9м.

IV блок

На данном блоке пробурена скважина №103. По ГИС газонасыщенная толщина составляет 1,8м. ГВК принят на отметке -703,9м условно.

Площадь нефтеносности составляет 74 тыс.м².

Газонефтяной горизонт Ю-X выделен в скважине №70 на Западном поле, которая по данным ГИС вскрыла газовый пласт толщиной 4,6м и нефтенасыщенный пласт - 3,9м.

При опробовании интервала 679-690м в скважине №70 получен приток сухого газа.

ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине №70 на отметке - 677,1м. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №70 на отметке -682,2м. Высота газовой залежи составляет 5,6м; высота нефтяной части залежи составляет 10,8м.

Грабен

I блок

На данном блоке пробурена скважина №74. В 2022г перфорированы интервалы 663-665м, 671,6-672,6м, 685,5-688м горизонтов Ю-VIII, Ю-IX совместно. Получен приток дебитом 15,1 м³/сут нефти и 2,6 м³/сут воды. ВНК принят условно на отметке -680,7м. высота нефтяной залежи – 3м.

Площадь нефтеносности составляет 58 тыс.м².

Нефтяной горизонт Т выделен в скважинах №№70 и 101 на Западном поле, которая по данным ГИС вскрыла нефтенасыщенный пласт толщинами 3,3 и 3,4м.

Нефтеносность установлена опробованием в скважинах №№70 и 101, где в скважине №70 получен приток нефти с водой дебитом 2,3 м³/сут и 0,3 м³/сут. При опробовании в скважине №101 получен фонтанный приток нефти дебитом 20,4 м³/сут через 9мм штуцер.

ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №70 на абсолютной отметке -857,4м. Высота залежи – 13,5м.

Грабен

I блок

На данном блоке пробурена скважина №74. В 2022г. выполнена перфорация интервала 843,2-846,5м и получен приток нефти дебитом 12,5 м³/сут и воды 1м³/сут. ВНК условно принимается по аналогии с Западного поля на уровне -857,4м. Высота залежи – 8,2м.

Площадь нефтеносности составляет 152 тыс.м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса электрокаротажа, данные лабораторного изучения образцов керн и гидродинамических исследований скважин.

На дату данного проекта из 58 скважин, пробуренных на месторождении, керн отобран в 15 скважинах – 4, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 101, 102, 103 и 104.

После ПЗ-2024 г на месторождении отбор керн производился в скважине 104. Пройдено 20 м, вынесено 17,3 м керн или 86,5% от проходки. Отобрано и исследовано 27 цилиндрических образцов керн.

Общая проходка по месторождению составила 989,1 м с линейным выносом керн 567,66 м или 57,39% от проходки. Количество проанализированных образцов 411 ед.

По меловым отложениям проходка с отбором керн составляет 239,6 м, вынос керн 89,93 м или 37,53% от проходки. Изучено 13 образцов из скважин 9, 15, 102 из них 6 образца - кондиционные.

Основной отбор приходится на юрские отложения, проходка составила 694,4 м и вынос керн 442,93 м или 63,79% от проходки. На анализ отобрано 366 образцов, из них 298 являются кондиционными.

Триасовые отложения освещены проходкой – 50,1 м, выносом – 30,8 м (61,48%), проанализировано 32 образца керн, из них 7 образца являются кондиционными.

Отбор керн на месторождении производился колонковыми бурами типа **СДК-1, КТД, SQX 172-101**. Интервал долбления керн по месторождению варьирует от 2 до 18 м. Диапазон выноса керн при этом меняется от 0 до 18 м.

Исследования керн выполнены по скважинам 4, 9, 10, 11, 12, 13, 14 в Центральной научно-исследовательской лаборатории ОАО «Казахойл-Эмба», по скважинам 15, 16, 17, 18, 19, 20 в ТОО «Компания Жакан» г. Атырау, по скважинам 101, 102, 103 и 104 в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Петрофизические зависимости параметра пористости от пористости $P_n=f(K_n)$ и параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности $P_n=f(K_v)$ для отложений мела анализы по определению удельных электрических сопротивлений определялись только на 7 образцах (77 определений) керн из скважины №102. В связи с этим для построения зависимостей $P_n=f(K_n)$, $P_n=f(K_v)$, были привлечены данные соседних месторождений Уз Восточный и Матин. Зависимости описываются уравнениями: $P_n=0,94K_n^{-1,7}$; $P_n=K_v^{-2}$.

Для юрских отложений зависимости $R_p=f(K_p)$, $R_n=f(K_v)$ построены по данным скважин №№101, 102 и №103, корреляционные зависимости имеют вид: $R_p=K_p^{-1,86}$; $R_n=K_v^{-1,8}$.

По триасовым отложениям Для построения зависимости использованы 14 образцов из новой скважины №104 и 1 образец скважины №102, а также данные соседнего месторождения Матин. Полученные параметры остались без изменений: $R_p=0,91K_p^{-1,989}$; $R_n=0,97K_v^{-2,19}$.

Полученные параметры «m» и «n» использованы при определении нефтегазонасыщенности коллекторов.

Определение граничных значений коллекторов. Граничное значение проницаемости определено по сопоставлению $K_{пр}$ с динамической пористостью. В результате данного сопоставления граничное значение $K_{пр}$ для мела составило 4 мД, для юры – 1,8 мД, для триаса – 1 мД.

Граничное значение пористости определено по пересечению линии граничного значения проницаемости с трендом зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости. Для меловых отложений граничная пористость составила 18,3%, для юрских отложений – 16%, для триасовых отложений – 12,8%.

Литологическая характеристика коллекторов.

Меловые отложения в пределах продуктивной толщи представлены неравномерно переслаиваемыми песками, песчаниками, алевролитами, глинами, углями, изредка встречаются тонкие прослойки известковых пород. Описание псаммитовых разностей из-за низкого выноса выполнено на ограниченном количестве кернового материала. В скважинах 16, 19 отобраны песчаники с признаками нефти.

Юрские отложения. В разрезе продуктивных отложений юры выделены те же основные литотипы пород, что и в мелу. Некоторым отличием является присутствие в керне конгломерата. Позитивным моментом можно считать наряду с увеличением выноса, увеличение в керне псаммитовых разностей, что позволяет получить более полную и объективную характеристику отложений.

Отложения триаса по макроописанию сложены неравномерно переслаиваемыми песчаниками и алевролитами, глинами алевроитовыми.

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

Анализ оценки ГИС.

За отчетный период было пробурено одна скважина № 104. Комплекс промыслово-геофизических исследований в новых скважинах месторождения Уаз проводились сервисными компаниями: ОАО «Казпромгеофизика. Комплекс ГИС проводился в открытом и в закрытом стволе скважин.

Виды и объемы ГИС. Вне обсаженном стволе проведен комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий в себя методы: КВ, БК, МБК, ИК, МКЗ, БКЗ, ГК, НК, АК, ГГК-п, термометрия, инклинометрия. Во всех новых скважинах проведена запись СГК – спектральный гамма каротаж с регистрацией одной интегральной (SGR) и трех спектральных кривых (К, U, Th). Также проведены исследования многозондовой аппаратурой индукционного каротажа (ВИКИЗ). Данные методы позволили провести литологическое расчленение разреза, выделить продуктивные пласты и оценить их коллекторские свойства (коэффициенты глинистости, пористости, насыщения). Качество материалов ГИС хорошее.

В обсаженных частях ствола скважины (в колонне): для оценки определения качества цементирования колонн проводился АКЦ, методы ГК и ЛМ служили для привязки по глубине к разрезу ствола скважины.

Контакт цемента с колонной по данным интерпретации в основном преобладают сплошной с частичным.

Так, на момент составления данного отчета методы для определения дебитной характеристики пластов-коллекторов (PLT) на месторождении не проводились, также отсутствует комплекс методов, позволяющих осуществить контроль за положением текущих флюидальных контактов

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

Интерпретация ГИС. Интерпретация геофизических исследований открытого ствола проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”. Перед обработкой данных осуществлялся контроль качества полученных геофизических замеров и ввод данных по температуре, сопротивление пластовой воды, минеральные значения скелетов

Определение глинистости коллекторов осуществлялось по методу ГК, в случае не информативности метода (когда кривая ГК имеет повышенную радиоактивность в связи с полимиктовостью песчаных пород, или слабо дифференцирована), определение глинистости коллекторов осуществлялось по методам КС и НГК в комплексе с ГК.

Для оценки расчета пористости по скважинам использовались кривые ГГК-П, W и АК. Пористость в скважине рассчитывалась и принималась по тому методу, который наиболее достоверно отображал литологию разреза, также принимались во внимание полнота комплекса (наличие метода), проведенного в исследуемой скважине, и его качество.

Коэффициент нефтегазонасыщенности определен по формуле Арчи.

Выделение эффективных толщин проводилось с учетом граничного значения K_p – 18,3% - для меловых, 16% - для юрских, 12,8% - для триасовых. При оценке эффективных толщин из общей толщины выделенных коллекторов исключались глинистые, плотные и углистые прослой.

Материалы по новой скважине добавлены в существующую базу данных по ГИС.

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 пластов

Толщина	Наименование	Горизонты													
		II-не 1 пл	II-не 2 пл	Ю-I	Ю-II 1 пл	Ю-II 2 пл	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII	Ю-VIII	Ю-IX	Ю-X	T
Общая	Средняя, м	11,8	11,2	5,83	3,24	3,31	40,7	8,7	49,7	11,3	9,6	16,6	6,95	9,1	10,0
	Интервалы изменения, м	1,2-32,2	1,8-27,0	0,2-23,2	0,3-7,5	0,6-8,5	1,4-67,1	1,0-24,4	9,8-72,7	1,6-31,4	1,2-30,2	2,2-34	0,9-14,2	3-25,9	2,2-17,6
	Коэффициент вариации	0,797	0,505	1,006	0,585	0,666	0,394	0,562	0,311	0,826	0,924	0,578	0,692	0,876	0,456
газонасыщенная	Средняя, м	-	3,2	-	-	6,2	-	3,4	4,25	-	-	-	1,8	4,6	-
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	-	-	-	3,0-5,5	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-	-	0,294	-	-	-	-	-	-
нефтенасыщенная	Средняя, м	5,64	1,96	5,83	2,1	2,3	15,2	3,7	8,1	3,45	2,03	7,7	1,4	3,5	3,5
	Интервалы изменения, м	1,2-20,2	0,6-2,9	0,2-8,5	0,3-4,1	1,0-3,3	1,4-29,9	1,3-7,4	1,2-26,0	2,0-8,0	1,7-2,6	4,8-10,3	0,9-2,3	3-3,9	3,3-3,8
	Коэффициент вариации	0,705	0,399	0,626	0,577	0,329	0,556	0,615	0,733	0,602	0,198	0,323	0,483	0,130	0,062
водонасыщенная	Средняя, м	2,3	5,4	3,0	2,5	2,6	20,0	6,1	24,4	5,3	4,71	7,6	5,8	10,2	5,4
	Интервалы изменения, м	1,4-4,1	1,7-11,0	1,0-8,8	0,8-4,8	0,6-6,0	1,7-55,2	1,0-21,0	4,6-50,6	1,6-17,1	0,8-12,6	2,8-16	1,2-9,8	3,2-25,9	1,3-9,6
	Коэффициент вариации	0,426	0,486	0,859	0,494	0,544	0,643	0,602	0,486	0,705	0,655	0,410	0,484	0,897	0,632
эффективная	Средняя, м	5,64	5,3	3,0	2,4	2,92	28,7	5,9	30,2	5,25	4,5	8,0	4,45	8,7	4,43
	Интервалы изменения, м	1,2-20,2	1,7-11,0	1,0-8,8	0,3-5,0	0,6-10,5	1,4-60,8	1,0-21,0	5,9-50,6	1,6-17,1	1,2-12,6	2,8-16,3	0,9-9,8	3-25,9	1,3-9,6
	Коэффициент вариации	0,699	0,502	0,705	0,538	0,207	0,560	0,599	0,380	0,722	0,718	0,457	0,685	0,909	0,581

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Кол-во скважин	Коэффициент песчаности			Коэффициент расчлененности		
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения
II-пе 1 пл	38	0,19	0,720	0,002-0,7	2,87	0,610	1-7
II-пе 2 пл	46	0,27	0,515	0,1-0,6	2,63	0,422	1-5
Ю-I	26	0,13	0,724	0,02-0,4	2	0,679	1-7
Ю-II 1 пл	23	0,40	0,569	0,1-1,0	1,48	0,440	1-3
Ю-II 2 пл	29	0,44	0,718	0,0-1,0	1,38	0,508	1-4
Ю-III	56	0,57	0,475	0,03-1,0	5,38	0,436	1-13
Ю-IV	46	0,43	0,448	0,1-0,9	2,24	0,418	1-4
Ю-V	49	0,57	0,232	0,3-0,9	7,51	0,387	2-14
Ю-VI	31	0,19	0,711	0,1-0,6	2,45	0,585	1-6
Ю-VII	13	0,14	0,776	0,04-0,4	2,08	0,516	1-5
Ю-VIII	20	0,26	0,388	0,1-0,5	3,65	0,543	1-8
Ю-IX	13	0,31	0,616	0,1-0,6	2,08	0,875	1-8
Ю-X	6	0,46	0,404	0,2-0,7	1,67	0,894	1-5
T	6	0,27	0,776	0,1-0,7	3,33	0,332	2-5

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

Метод определения	Наименование	Проницаемость в газовой части, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Проницаемость в нефтяной части, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость в газовой части, доли ед.	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
II-неоком 1 пласт							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	1	-	-
	Количество определений	-	-	-	2	-	-
	Среднее значение	-	-	-	0,326	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	0,06	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	0,309-0,344	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	35	-	36	-	35
	Количество определений	-	93	-	103	-	93
	Среднее значение	-	410,27	-	0,31	-	0,56
	Коэффициент вариации	-	1,19	-	0,11	-	0,16
	Интервал изменения	-	45,81-3314,14	-	0,23-0,38	-	0,40-0,83
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
II-неоком 2 пласт							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-	1	-	-
	Количество определений	-	1	-	1	-	-
	Среднее значение	-	2810	-	0,385	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	5	-	5	-	5
	Количество определений	-	10	-	12	-	5
	Среднее значение	-	221,5	-	0,29	-	0,51
	Коэффициент вариации	-	0,69	-	0,17	-	0,14
	Интервал изменения	-	44,1-569,77	-	0,19-0,36	-	0,40-0,61
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Ю-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-	1	-	-
	Количество определений	-	6	-	8	-	-
	Среднее значение	-	146,99	-	0,338	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,35	-	0,14	-	-
	Интервал изменения	-	66,6-215,6	-	0,243-0,40	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	18	-	18	-	18
	Количество определений	-	31	-	36	-	31
	Среднее значение	-	216,61	-	0,32	-	0,58
	Коэффициент вариации	-	0,68	-	0,14	-	0,13
	Интервал изменения	-	63,64-882,04	-	0,19-0,38	-	0,44-0,70
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-II 1 пласт							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	8	-	8	-	8
	Количество определений	-	11	-	12	-	11
	Среднее значение	-	277,3	-	0,31	-	0,54
	Коэффициент вариации	-	0,46	-	0,07	-	0,107
	Интервал изменения	-	143,5-557,1	-	0,28-0,34	-	0,46-0,67
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-II 2 пласт							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	1	-	1	-	-
	Количество определений	-	1	-	1	-	-
	Среднее значение	-	1351,7	-	0,36	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	9	1	9	1	9
	Количество определений	1	12	1	13	1	12
	Среднее значение	416,6	296,25	0,31	0,32	0,65	0,59
	Коэффициент вариации	-	0,71	-	0,09	-	0,16
	Интервал изменения	-	56,5-1064,2	-	0,26-0,36	-	0,40-0,73

1	2	3	4	5	6	7	8
Гидродин амические исследова ния скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-III							
Лаборатор ные исследова ния керна	Количество скважин	-	6	-	8	-	-
	Количество определений	-	114	-	133	-	-
	Среднее значение	-	2460,86	-	0,356	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,24	-	0,14	-	-
	Интервал изменения	-	34,25-9867,6	-	0,22-0,40	-	-
Геофизич еские исследова ния скважин	Количество скважин	-	52	-	55	-	52
	Количество определений	-	171	-	185	-	171
	Среднее значение	-	840,5	-	0,32	-	0,64
	Коэффициент вариации	-	1,40	-	0,13	-	0,18
	Интервал изменения	-	26,1-7291,8	-	0,19-0,39	-	0,40-0,88
Гидродин амические исследова ния скважин	Количество скважин	-	13	-	-	-	-
	Количество определений	-	21	-	-	-	-
	Среднее значение	-	604,4	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,375	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	24,1-2547,2	-	-	-	-
Ю-IV							
Лаборатор ные исследова ния керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизич еские исследова ния скважин	Количество скважин	1	7	1	8	1	7
	Количество определений	1	8	1	9	1	8
	Среднее значение	1538,86	606,3	0,34	0,33	0,78	0,63
	Коэффициент вариации	-	0,61	-	0,08	-	0,09
	Интервал изменения	-	212,1-1654,9	-	0,29-0,37	-	0,55-0,75
Гидродин амические исследова ния скважин	Количество скважин	-	4	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	5	-	-	-	-
	Среднее значение	-	445,4	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,657	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	94,8-826	-	-	-	-
Ю-V							
Лаборатор ные исследова ния керна	Количество скважин	-	1	-	1	-	-
	Количество определений	-	8	-	8	-	-
	Среднее значение	-	9481,25	-	0,38	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,5	-	0,05	-	-
	Интервал изменения	-	4000-17850	-	0,335-0,408	-	-
Геофизич еские исследова ния скважин	Количество скважин	2	32	2	34	2	32
	Количество определений	6	92	6	104	6	92
	Среднее значение	1710,0	514,1	0,32	0,31	0,68	0,58
	Коэффициент вариации	0,94	2,06	0,21	0,12	0,22	0,18
	Интервал изменения	33-4196	32,6-7152,6	0,21-0,39	0,22-0,39	0,48-0,85	0,42-0,86
Гидродин амические исследова ния скважин	Количество скважин	-	4	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	5	-	-	-	-
	Среднее значение	-	441,03	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	0,579	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	102-826	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-VI							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	6	-	6	-	6
	Количество определений	-	9	-	9	-	9
	Среднее значение	-	360,45	-	0,31	-	0,55
	Коэффициент вариации	-	0,73	-	0,13	-	0,18
	Интервал изменения	-	53,5-826,3	-	0,23-0,35	-	0,40-0,68
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	1	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	3	-	-	-	-
	Среднее значение	-	267,3	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	241-286	-	-	-	-
Ю-VII							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	2	-	3	-	3
	Количество определений	-	2	-	3	-	3
	Среднее значение	-	450	-	0,32	-	0,62
	Коэффициент вариации	-	0,48	-	0,03	-	0,187
	Интервал изменения	-	142-633,8	-	0,30-0,32	-	0,45-0,70
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-VIII							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	4	-	4	-	4
	Количество определений	-	13	-	14	-	13
	Среднее значение	-	243,08	-	0,28	-	0,60
	Коэффициент вариации	-	0,57	-	0,11	-	0,13
	Интервал изменения	-	71,2-547,2	-	0,20-0,31	-	0,48-0,74
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	1	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	1	-	-	-	-
	Среднее значение	-	317,0	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-IX							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	3	1	3	1	3
	Количество определений	1	3	1	3	1	3
	Среднее значение	309,55	283,3	0,28	0,28	0,68	0,69
	Коэффициент вариации	-	0,33	-	0,03	-	0,11
	Интервал изменения	-	118,2-329,8	-	0,26-0,28	-	0,56-0,73
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-Х							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	2	1	2	1	2
	Количество определений	3	3	3	3	3	3
	Среднее значение	350	86,7	0,28	0,25	0,66	0,59
	Коэффициент вариации	0,85	0,51	0,14	0,04	0,15	0,08
	Интервал изменения	187,1-471,8	76,02-186,76	0,27-0,30	0,24-0,26	0,62-0,72	0,54-0,65
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Т							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	3	-	3	-	3
	Количество определений	-	6	-	10	-	6
	Среднее значение	-	36,6	-	0,21	-	0,53
	Коэффициент вариации	-	0,33	-	0,11	-	0,11
	Интервал изменения	-	16,9-53,2	-	0,16-0,22	-	0,45-0,59
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	1	-	-	-	-
	Кол-во определений	-	1	-	-	-	-
	Среднее значение	-	35,5	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-

Ниже приводятся ёмкостно-фильтрационные характеристики продуктивных пластов согласно выше указанной таблице.

Горизонт II-неоком I пласт по макроописанию керна и описание шлифов, представлены, в основном, песчаником, алевролитом с редкими прослоями аргиллита, и глиной. Песчаник: зеленовато-серый, мелко-, тонкозернистый, массивный, плотный твердый, полимиктовый, зерна преимущественно кварцевого состава, на глинистом цементе порово-базального типа, пористость умеренная. Глина: темно-серая, рыхлая, мягкая. Алевролит: серый, темно-серый, среднезернистый, массивный, плотный, твердый,

зерна хорошо сцементированы, преимущественно кварцевого состава. Прослой песчаников зеленовато-серый, мелко-, тонкозернистый, массивный, плотный, твердый, полимиктовый, зерна преимущественно кварцевого состава, на глинистом цементе порово-базального типа, пористость умеренная.

Лабораторные исследования керна, проведенные по 2 определениям пористости меняется от 0,309 до 0,344 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,326 доли ед., коэффициент вариации равен 0,06.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 103 определениям 35 скважин меняются от 0,23 до 0,38 доли ед., среднее значение по горизонту 0,31 доли ед., коэффициент вариации равен 0,11. Нефтенасыщенность по 93 определениям меняется от 0,40 до 0,83 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,56 доли ед., коэффициент вариации равен 0,16.

Проницаемость по гидродинамическим исследованиям не определялась.

Горизонт II-неоком II пласт по макроописанию керна, горизонт представлен, в основном, песчаниками, мелко-, среднезернистыми, серыми с зеленоватым оттенком, алевролитами зеленовато-серыми, серыми, с горизонтальной слоистостью.

По результатам лабораторных исследований керна, проведенный по 1 определению, проницаемость составила $2810 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость – 0,385 доли ед.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 12 определениям 5 скважин меняется от 0,19 до 0,36 доли ед. среднее значение по горизонту 0,29 доли ед., коэффициент вариации равен 0,17. Нефтенасыщенность по 5 определениям меняется от 0,40 до 0,61 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,51 доли ед., коэффициент вариации равен 0,14.

Проницаемость по гидродинамическим исследованиям не определялась.

Горизонт Ю-I по макроописанию керна и описание шлифов, отобранного в скважинах №№15, 16, представлены в основном песчаником, глиной и углем. Глина: серая, однородная, очень плотная, разлом ровный, темно-серая, плотная, известковистая, слабослюдистая, включениями мелких единичных обломков раковин, буровато-серая, плотная, слюдистая с прослойками бурого угля, с многочисленными включениями растительных остатков, излом ровный. Песчаник: светло-серый тонко-мелкозернистый, кварц-полевошпатового состава, зёрна угловатой формы, пористый. Песок: зеленовато-серого цвета, уплотненный, мелкозернистый, с включениями мелких ОРО, вся толща пропитана нефтью. Уголь: коричневый, темно-коричневый, черный, участками с единичными включениями зерен сульфидов железа, прямоугольной формы, с единичными прослойками глины серой, некарбонатной.

Лабораторные исследования керна, проведенные по 6 определениям, значения проницаемости составляет $146,99 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, коэффициент вариации равен 0,35. Пористость по 8 определениям составляет 0,338 доли ед., коэффициент вариации равен 0,14.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 36 определениям составляет 0,32 доли ед., коэффициент вариации равен 0,14. Нефтенасыщенность по 31 определению меняется от 0,440 до 0,70 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,58 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Ю-II (1 и 2 пласты) представлен по описанию керна, отобранного в скважинах №№ 10, 15, 16, 17н, 18, 19, 20н и 102 песчаником, алевролитом, конгломератом и глиной.

Песчаник: мелко-, среднезернистый гравийно-галечный, серый с зеленоватым оттенком, форма в основном угловатая, удлиненно-окатанная, ориентировка литокластов по длинной стороне к оси керна хаотичная, цемент предположительно глинистый, некарбонатный, от слабоуплотненного до среднеуплотненного, пористый, нефтенасыщенный. Песок темно-зеленый, рыхлый, слюдистый, однородный, без признаков УВ. Алевролит: глинистый серый, сложен зернами размером менее 0,05 мм, полимиктового состава, угловатой формы, цемент глинистый. Контакт неясен, разрушен в процессе бурения. Глина: зеленовато-серая, среднеуплотненная, серая, плотная, разлом неровный. Конгломерат: галечный, темно-серый, с коричнево-серыми прослойками, опоры (на 90%) конгломерата составляют литокласты глины алевролитистой серой, темно-серой, некарбонатной, слоистость ориентирована к оси керна хаотично. Литокласты глины алевролитистой сцементированы песчаным материалом полимиктового состава, угловатой, угловато-окатанной. Контакт неясен, разрушен в процессе бурения.

Лабораторные исследования керна по 1 определению (2 пласт), значения проницаемости равна $1351,7 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость – 0,36 доли ед.

По данным промыслово-геофизических исследований 1 пласта, значения пористости по 12 определениям 8 скважин меняется от 0,28 до 0,34 доли ед. среднее значение по горизонту 0,31 доли ед., коэффициент вариации равен 0,07. Нефтенасыщенность по 11 определениям меняется от 0,46 до 0,67 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,54 доли ед., коэффициент вариации равен 0,107. По 2 пласту значения пористости по 13 определениям 9 скважин меняется от 0,26 до 0,36 доли ед. среднее значение по горизонту 0,32 доли ед., коэффициент вариации равен 0,09. Нефтенасыщенность по 12 определениям меняется от 0,40 до 0,73 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,59 доли ед., коэффициент вариации равен 0,16.

Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Ю-III представлен по описанию керна 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17н, 18, 19, 20н, 101, 102 и 103 песчаником и глиной. Песчаник: тонко-, мелкозернистый, светло-серый, серый, некарбонатный, участками с единичными литокластами угля черного, рыхлого, размером до 3 см, цемент глинистый, пористый, нефтенасыщенный (серо-коричневое, серое свечение при ультрафиолетовом освещении), с единичными прослойками (толщиной до 20 см) алевролита глинистого, темно-серого, полимиктового состава, угловатой формы, некарбонатного, с глинистым цементом (примесь глинистого материала до 30%). Песок: зеленовато-серый, слабоглинистый, уплотненный, мелкозернистый, слюдистый, однородный без признаков УВ. Глина: серая, местами черная, слабослюдистая, известковистая, средней плотности, темно-серая, слаболитифицированная, непористая. Глина имеет горизонтальную слоистость, которая ориентирована под углом 90 градусов к оси керна. Контакт четкий, резкий.

Лабораторные исследования керна, проведенных по 114 определениям 6 скважин значения проницаемости варьируют от 34,25 до 9867,6 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем по горизонту составляют 2460,86 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, коэффициент вариации равен 1,24. Пористость по 133 определениям меняется от 0,22 до 0,40 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,356 доли ед., коэффициент вариации равен 0,14.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 185 определениям 55 скважин меняется от 0,19 до 0,39 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13. Нефтенасыщенность по 171 определениям меняется от 0,40 до 0,88 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,64 доли ед., коэффициент вариации равен 0,18.

По данным гидродинамических исследований по горизонтам значения проницаемости по 21 определению в среднем составляет 604,4 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, коэффициент вариации равен 1,375.

Горизонт Ю-IV вскрыт с отбором керна в скважинах 14, 15, 16, 101, 103 и согласно описанию керна сложен из песка зеленовато-серого, рыхлого, среднезернистого, слюдистого и глины бурой, плотной, известковистой, с гнездами алевролитического песка серого цвета.

Лабораторные исследования керна по 3 определениям значения проницаемости варьируют от 77,6 до 249,2 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем по горизонту составляют 170,1 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, коэффициент вариации равен 0,52. Пористость по 5 определениям меняется от 0,24 до 0,356 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,304 доли ед., коэффициент вариации равен 0,14.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 9 определениям меняется от 0,29 до 0,37 доли ед., коэффициент вариации равен 0,08. Нефтенасыщенность по 8 определениям меняется от 0,55 до 0,75 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,63 доли ед., коэффициент вариации равен 0,09.

По данным гидродинамических исследований по горизонтам значения проницаемости по 5 определениям меняется от 94,8 до 826 мкм²*10⁻³, среднее значение составляет 445,4 мкм²*10⁻³.

Горизонт Ю-V. Керн изучался в скважинах 4, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 20н и 102. По макроописанию керна, горизонт представлен, в основном, песчаниками, мелко-, среднезернистыми, серыми с коричневым оттенком, конгломератом галечным серым с коричневым оттенком, основа которого состоит из гальки (70-80%) уплотненной, удлиненно-окатанной формы размером 1-2 х (2-5) см, алевролитами темно-серыми, серыми, участками с коричневатым оттенком, глинистыми, сильноглинистыми, некарбонатными.

Лабораторные исследования керна, проведенные по 8 определениям пористости меняется от 0,335 до 0,408 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,38 доли ед., коэффициент вариации равен 0,05. Проницаемость изменяется в пределах 4000-17850 мкм²*10⁻³, среднее значение по горизонту составляет 9481,25 мкм²*10⁻³, коэффициент вариации равен 0,5.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 104 определениям 34 скважин меняются от 0,22 до 0,39 доли ед., среднее значение по горизонту 0,31 доли ед., коэффициент вариации равен 0,12. Нефтенасыщенность по 92 определениям меняется от 0,42 до 0,86 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,58 доли ед., коэффициент вариации равен 0,18.

По данным гидродинамических исследований по горизонтам значения проницаемости по 5 определениям меняется от 102 до 826 мкм²*10⁻³, в среднем составляя 441,03 мкм²*10⁻³, коэффициент вариации равен 0,579.

Горизонт Ю-VI охарактеризован керном из скважины 4 и по макроописанию керна представлен песчаником серо-зеленым среднезернистым рыхлым и глиной бурой плотной известковой.

В пределах горизонтах анализ керна не проводился.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 9 определениям меняются от 0,26 до 0,35 доли ед., среднее значение по горизонту 0,31 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13. Нефтенасыщенность по 9 определениям меняется от 0,40 до 0,68 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,55 доли ед., коэффициент вариации равен 0,18.

По данным гидродинамических исследований по горизонтам значения проницаемости по 3 определениям меняется от 241 до 286 мкм²*10⁻³, среднее значение составляет 267,3 мкм²*10⁻³.

Горизонт Ю-VII охарактеризован керном из скважин 4, 15, 16 и 103 и по макроописанию керна представлен песчаником светло-серым, мелкозернистым, на глинистом цементе, так же алевролитом серым, светло-серым, полимиктового состава.

В пределах горизонтах анализ керна не проводился.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 3 определениям составляет 0,32 доли ед., коэффициент вариации равен 0,03. Нефтенасыщенность по 3 определениям меняется от 0,45 до 0,70 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,62 доли ед., коэффициент вариации равен 0,187.

Проницаемость по гидродинамическим исследованиям не определялась.

Горизонт Ю-VIII. В пределах горизонтах анализ керна не проводился.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 14 определениям в четырех скважинах меняется от 0,20 до 0,31 доли ед., коэффициент вариации равен 0,11. Нефтенасыщенность по 13 определениям меняется от 0,48 до 0,74 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,60 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

По данным гидродинамических исследований значение проницаемости равен 317 мкм²*10⁻³.

Горизонт Ю-IX. В пределах горизонтах анализ керна не проводился.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 3 определениям в трех скважинах меняется от 0,26 до 0,28 доли ед., коэффициент вариации равен 0,03. Нефтенасыщенность по 3 определениям меняется от 0,56 до 0,73 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,69 доли ед., коэффициент вариации равен 0,11.

Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Ю-X. В пределах горизонтах анализ керна не проводился.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости нефти по трем определениям в двух скважинах составляет 0,25 доли ед., значения пористости газа по трем определениям в одной скважине меняется от 0,27 до 0,30 доли ед., коэффициент вариации равен 0,04. Нефтенасыщенность по 3 определениям меняется от 0,54 до 0,65 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,59 доли ед., коэффициент вариации равен 0,08. Газонасыщенность по 3 определениям меняется от 0,62 до 0,72 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,66 доли ед., коэффициент вариации равен 0,15. Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Т. В пределах горизонта анализ керна не проводился.

По данным промыслово-геофизических исследований, значения пористости по 10 определениям в трех скважинах меняется от 0,16 до 0,22 доли ед., коэффициент вариации равен 0,11. Нефтенасыщенность по 6 определениям меняется от 0,45 до 0,59 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,53 доли ед., коэффициент вариации равен 0,11.

По данным гидродинамических исследований значение проницаемости равен $35,5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

В таблице 2.2.4 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.4– Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

Интервалы изменения, мкм ² *10 ⁻³	По данным ГИС														По данным лабораторного изучения керна							
	Число случаев														Число случаев							
	II-не 1 пл	II-не 2 пл	Ю-I	Ю-II 1 пл	Ю-II 2 пл	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII	Ю-VIII	Ю-IX	Ю-X	Т	II-не 2 пл	Ю-I	Ю-II 2 пл	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VII	Т
1-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	6	2	2
10-100	11	3	3	-	1	15	-	12	3	-	2	-	2	6	-	5	1	28	1	6	7	3
100-200	19	2	6	4	3	25	-	27	1	1	3	1	2	-	-	4	1	25	1	3	3	-
200-300	23	2	5	3	3	31	1	19	1	-	5	-	-	-	-	1	-	9	1	-	1	-
300-400	13	2	4	2	1	13	2	9	-	-	1	3	-	-	-	3	-	3	-	-	-	-
400-500	8	-	3	1	1	14	1	11	4	-	1	-	2	-	-	1	-	6	-	-	1	-
500-600	3	1	3	1	1	11	1	2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-
600-700	2	-	-	-	1	8	1	5	-	1	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-
700-800	5	-	4	-	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-
800-900	2	-	3	-	-	8	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	4	-	1	-	-
900-1000	2	-	-	-	-	5	-	2	-	-	-	-	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-
1000-2000	3	-	-	-	1	23	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	1	22	-	-	1	-
2000-3000	1	-	-	-	-	10	-	4	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	-	-	3	-
3000-4000	1	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	9	-	-	-	-
4000-5000	-	-	-	-	-	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	3	-	-
5000-6000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-
6000-7000	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	1	-	-
7000-8000	-	-	-	-	-	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-	-	-
8000-9000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-
9000-10000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	1	-	-
10000-20000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	3	-	-

Таким образом, несмотря на то, что пористость по ГИС и керну примерно одного порядка, для гидродинамических расчётов принимается пористость по ГИС, в связи с большей достоверностью величин пористости коллекторов именно по данным ГИС, т.к. количество определений и количество скважин, охваченных исследованиями ГИС намного больше.

Проницаемость по керну и ГДИС определена не по всем горизонтам. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она

характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

2.3 Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов эксплуатационных объектов

На дату составления настоящего отчета были дополнительно по месторождению УАЗ отобраны и исследованы 10 проб из скважин № 103, 104.

Изучение физико-химических свойств нефти и газа месторождения Уаз были исследованы по поверхностным и пластовым пробам, отобранным в разведочный период и в период промышленной разработки.

Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Пробы пластовой нефти отбирались представителями компании «Schlumberger» глубинными пробоотборниками (серийный №30589). Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз».

Продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II (1, 2 пласты), Ю-IV, как и прежде остаются слабоизученными, исследования пластовой нефти (PVT) не проводились или проводились единично. Поэтому из-за отсутствия новых анализов пластовой нефти продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-II-1 подсчетные параметры (плотность нефти в стандартных условиях, пересчетный коэффициент и газосодержание) приняты по аналогии близлежащих горизонтов со схожим геологическим строением.

Результаты лабораторных исследований приведены в таблицах 2.3.1.6, 2.3.1.1 и 2.3.1.

2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях

В данном разделе описываются свойства по 66-ю пробам отобранных из горизонтов:

в пластовых условиях			
горизонт		количество проб	№ скважин(ы)
II-пе	глуб.	5	4, 102, 104;
Ю- I	глуб.	2	4
Ю-III	глуб.	16	4, 14, 15, 16, 18, 19, 30, 47, 64, 103;
	реком.	6	34, 35, 64, 71, 72, 101;
Ю-IV	глуб.	2	31
Ю-V	глуб.	15	4, 16, 32, 43, 54, 101, 103, 104;
	реком.	1	101;
Ю-VI	глуб.	3	58, 102.
Ю-VII	глуб.	4	101, 103;
Ю-VIII	реком.	1	70;
	глуб.	3	104;
T	глуб.	6	74, 101;
из совмещенных горизонтов		2	74, 101;
общее количество		66	24

Пробы были сопоставлены с ранее отобранными пробами и прошли критерии отбраковки, что дало возможность оценить на корректность отбора и проведенных исследований.

Ниже приведены графики зависимости по всем пробам за весь период отбора по месторождению Уз.

В рамках подсчета запасов по состоянию изученности на 01.01.2024г. флюидальная модель месторождения была пересмотрена и обновлена на основе новых исследований проб по горизонтам Ю-III, Ю-VI, Ю-VII. Приоритетной задачей при построении PVT модели является обоснование подсчетных параметров пластовой нефти на начальное состояние. Для обоснования подсчетных параметров использованы 7-компонентные флюидальные модели, основанные на трехпараметрическом уравнении состояния в модификации Пенга-Робинсона. Моделирование проведено по программе PVTsim Nova 6.0. Для расчета вязкости использовалось уравнение Лоренца-Брея-Кларка.

Полученные параметры пластовой нефти по 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.).

Также для более полного анализа физико-химических свойств нефти в пластовых условиях и определения некондиционных значений построены зависимости давления насыщения, объемного коэффициента, плотности пластовой нефти от газосодержания, вязкости от плотности пластовой нефти экспериментальных и расчетных данных по модели, которые представлены на рисунках 2.3.1.1-2.3.1.4.

Подсчетными параметрами, характеризующими физико-химические свойства пластовой нефти, являются объемный коэффициент, газосодержание и плотность сепарированной нефти. Существенные отклонения расчетного значения объемного коэффициента от экспериментального (3%) связано с грубой ошибкой оценки этого параметра в лаборатории. Более низкие значения объемного коэффициента, полученные расчетным путём, подтверждаются экспериментальными исследованиями большого количества проб со схожими свойствами по другим пластам рассматриваемого месторождения. При близкой растворимости газа в нефти, плотности дегазированной нефти и газосодержания, объемный коэффициент не может отличаться более чем на 1%.

Пересчетный коэффициент принят по данным модели согласно ступенчатой сепарации (таблица 2.3.1.8).

Пересчетный коэффициент определялся как величина, обратная коэффициенту объемного расширения нефти.

Результаты физико-химических свойств нефти в пластовых условиях по скважинам и по годам приведены в таблице 2.3.1.7.

Пластовая нефть продуктивного горизонта II-не-1 пласт охарактеризована двумя параллельно отобранными пробами из скважины 4 (инт. 307-317 м) в 2009г.

Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту II-Ne-1 пласт представлены в таблице 2.3.1.1.

Принимаемые параметры пластовой нефти, следующие: давление насыщения нефти газом при температуре 20°C в среднем, составляет 1,5 МПа. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,908 г/см³. Вязкость пластовой нефти – 284,0 мПа·с. Газосодержание составляет 10.6 м³/т. Объемный коэффициент – 1,023, пересчетный коэффициент равен 0,978.

Таблица 2.3.1.1 - Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту II-Ne-1 пласт (Модель 2020г).

Горизонт		Горизонт II-не-1 пласт		
Параметры	Ед. изм	Экспериментальные данные	Расчеты по модели 2020г.	Отклонение, %
Пластовое давление	МПа	3,0	3,0	0
Пластовая температура	°C	20	20	0
Давление насыщения	МПа	1,4	1,50	8
Газосодержание	м ³ /м ³	9,8	9,1	-7
	м ³ /т	10,6	9,9	-7
Объемный коэффициент		1,055	1,023	-3
Плотность пластовой нефти	г/см ³	0,882	0,908	3
Плотность сепарированной нефти	г/см ³	0,923	0,923	0
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	284	284	0
Плотность газа	кг/м ³	699,8	691,9	-1

Впервые отбор и исследования пластовой нефти по горизонту II-не 2 пласт проведены по 102 скважине (д.о.15.08.2020г.) пластоиспытателем из глубины 373,5м.

Нефть горизонта II-не 1 и 2 пластов отличаются между собой, заметная дифференциация наблюдается как термобарических условий пласта, так и параметров в целом, к примеру, если условия 1 пласта Т_{пл}=19,8°C и Р_{пл}=3,0 МПа, то по 2 пласту Т_{пл}=25,7°C и Р_{пл}=3,9 МПа, соответственно. Стоит отметить, что термобарические условия 2 пласта не соответствуют заданным параметрам и требуют дополнительного уточнения.

Подсчетные параметры для 2 пласта принимаются с аналогией горизонта II-не 1 пласт.

На графических рисунках 2.3.1.1-2.3.1.4 приведены зависимости основных свойств пластовой нефти от газосодержания, вязкости от плотности пластовой нефти по горизонту II-не 1 и 2 пласты, где также можно проследить различия свойств 1 и 2 пластов.

Подсчетные параметры представлены в таблице 2.3.2.7 согласно промысловым условиям ступенчатой сепарации.

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-I

Горизонт Ю-I исследован 2-мя параллельно отобранными глубинными пробами из скважины 4 (инт. 421-428м, 2009г.), которые не учтены в данной работе из-за аномально низких значений газосодержания (3,4-3,5 м³/т), предположительно при отборе проб возникли проблемы или произошло разгазирование при транспортировке.

В связи с близостью стратиграфического положения и схожестью геолого-геофизической характеристики параметры по Ю-I (инт.горизонта 400,5-480м) горизонту приняты по аналогии Ю-III (инт.горизонта 439- 559м) горизонта: плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,894 г/см³. Вязкость пластовой нефти – 50,8 мПа·с. Газосодержание составляет 9,9 м³/т. Объемный коэффициент – 1,027, пересчетный коэффициент равен 0,975.

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-II

В связи с отсутствием исследований газосодержание и пересчетный коэффициент приняты по аналогии с Ю-III-горизонтом. Далее на рис. 2.3.2.6-2.3.2.9 подробное описание флюидальной системы юрских отложений, где детально описана устойчивая корреляция свойств, которая позволяет нам принять подсчетные параметры с аналогией Ю-III горизонта. Плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,894 г/см³. Вязкость пластовой нефти – 50,8 мПа·с. Газосодержание составляет 9,9 м³/т. Объемный коэффициент – 1,027, пересчетный коэффициент равен 0,975.

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонтов Ю-III

Пластовая нефть горизонта Ю-III охарактеризована 15 глубинными и 6 рекомбинированными пробами.

За отчетный период после ПЗ-2020г. было отобрано 3 рекомбинированные пробы из скважин 34, 72, 101.

Согласно стандарту по исследованию пластовой нефти, качественными пробами могут являться только те пробы, которые были отобраны вместе с параллельными пробами, и контрольные параметры этих проб идентичны. По пласту Ю-III проведено пять исследований с отбором параллельных проб.

Все контрольные параметры согласно ОСТ, подтверждают хорошее качество этих двух проб.

Параметры пластовой нефти по пробам изменяются в широких пределах, и в первую очередь все они зависят от большого диапазона изменения газосодержания пластовой

нефти. Так, газосодержание пластовой нефти по пласту Ю-III изменяется от 3,7 до 14,7 м³/м³. Причём этот диапазон заполнен практически равномерно всеми пробами и нельзя отбраковать одну-две пробы, чтобы привести этот диапазон к единому значению. Ошибочно считать, что правильным будет в этом случае усреднить все значения параметров и решить тем самым сложную задачу обоснования свойств пластового флюида. Как показывает практика, такие изменения свойств, и в первую очередь газосодержания, связаны с разгазированием проб в процессе пробоотбора.

Этому способствуют два наиболее популярных фактора – насыщенное состояние пластового флюида и наличие в залежи тяжелой нефти. В первом случае любая депрессия на пласт, чтобы извлечь флюид в скважину и отобрать пробу пластовой нефти приведёт к разгазированию флюида. Во втором случае, затруднительно или даже невозможно использовать небольшие депрессии для обеспечения отбора однофазной нефти ввиду недостаточных усилий для извлечения вязкой нефти.

Кроме того, в последнем случае, даже использование больших депрессий на кратковременной основе, приводит к отсутствию возможности провести очистку призабойной зоны скважины и отобрать качественную пробу за короткое время, которое отводится на отбор проб.

Ввиду вышесказанного, при наличии значительного диапазона вариации газосодержания по пробам, используется метод поиска и обоснования максимально насыщенной пробы. При наличии газовых шапок, такой метод является единственно верным. При наличии недонасыщенной нефти, данный метод более трудоёмок и требуется дополнительные критерии обоснования. Тем не менее он более достоверен, чем метод усреднения.

Параметры пластовой нефти, принимаемые согласно модели в режиме ступенчатой сепарации: давление насыщения нефти газом при температуре 25,12°C, составляет 1,83 МПа. Плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,894 г/см³. Вязкость пластовой нефти – 50,8 мПа·с. Газосодержание составляет 9,9 м³/т. Объемный коэффициент – 1,027, пересчетный коэффициент равен 0,975.

Таблица 2.3.1.2 - Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Ю-III

Горизонты Ю-I, II, III-IV				
Параметры	Ед.изм	Эксперимен-тальные данные	Расчеты по модели 2024г	Отклонение, %
Пластовое давление	МПа	5,01	5,01	0,0
Пластовая температура	°C	25,12	25,12	0,0
Давление насыщения	МПа	1,83	1,83	0,1
Газосодержание	м ³ /м ³	9,1	8,8	-3,8
	м ³ /т	10,2	9,8	-3,4
Объемный коэффициент		1,047	1,027	-2,4

Плотность пластовой нефти	г/см ³	0,863	0,882	2,2
Плотность сепарированной нефти	г/см ³	0,897	0,894	-0,3
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	54,2	54,2	0,0
Плотность газа	кг/м ³	0,696	0,700	0,6

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-IV

Горизонт Ю-IV исследован 2-мя параллельно отобранными глубинными пробами из скважины 31 (инт. 498-500м г.о. 300м, 2009г.).

Ранее в ПЗ-2020г. подсчетные параметры Ю-IV принимались по аналогии Ю-III горизонта, нами рекомендуется оставить прежний подход, так как горизонты близки по своим геолого-геофизическим характеристикам, а также близки по плотности нефти в стандартных условиях Ю-III (0,896 г/см³) с Ю-IV (0,903 г/см³).

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонтов Ю-V, Ю-VI

Объединение продуктивных горизонтов Ю-V, Ю-VI осуществлялось на основе сходства их геолого-физических характеристик и стратиграфического положения.

Пластовая нефть горизонтов Ю-V-VI охарактеризована 16 глубинными пробами, из них по горизонту Ю-V – 12 глубинных и 1 рекомбинированная пробы; по горизонту Ю-VI – 3 глубинные пробы.

Выявлена единая корреляция свойств пластовой нефти по юрским отложениям рис.2.3.1.1-2.3.1.4.

На рисунке 2.3.1.2 представлена зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти юрских отложений. Коэффициент корреляции этих свойств на графике не очень высок, хотя свойства дегазированной нефти, а также коэффициент растворимости газа в нефти (рис. 2.3.1.1) единые по юрским пластам. Следовательно, хаотичность замеров объёмного коэффициента на рис.2.3.1.2 связана с низким качеством лабораторных исследований.

Используя результаты лабораторных хроматографических анализов нефти и газа и полученные на основе них составы пластовой нефти, можно сделать достоверную оценку изменения объёмного коэффициента от газосодержания используя уравнение фазового состояния. Расчёт свойств по уравнению состояния даёт как правило погрешность, связанную с невозможностью на современном уровне знаний идеально воспроизвести уравнением свойства пластового флюида на базе его состава. Современные уравнения дают отклонение расчёта от эксперимента в довольно узких пределах. Для устранения этих отклонений параметры уравнения состояния требуют корректировки, для обеспечения полной сходимости расчёта и эксперимента. Согласно составам пластовой нефти юрских отложений, используя уравнение состояния была построена модель пластового флюида Ю-V, VII горизонтов. Выполнена корректировка параметров уравнения для сходимости

расчётных данных с экспериментом (давление насыщения, газосодержание, плотность сепарированной нефти). Согласно проведённому моделированию по составу пластовой нефти стало очевидным, что значения объёмного коэффициента более 1,040 являются некачественными во всём диапазоне пластовых газосодержаний.

Кроме того, рассчитана зависимость объёмного коэффициента от газосодержания, которая подтвердила результаты замеров объёмного коэффициента по 12-ти пробам. Данная зависимость напрямую связана с составом пластовой нефти и другими свойствами пластовой нефти юрских отложений.

Ошибки в лаборатории при оценке объёмного коэффициента встречаются очень часто для тяжелой и вязкой нефти, коими являются нефти рассматриваемого месторождения. Это связано с низкой скоростью выделения газа из нефти у данного типа флюида.

На рисунке 2.3.1.4 представлен график зависимости плотности пластовой нефти от газосодержания, необходимо отметить, что на данном графике прослеживается та же неопределённость, что и на рисунке 2.3.1.2. Это говорит о том, что замеры объёмного коэффициента были сделаны не верно. Об этом свидетельствует формула материального баланса, по которой рассчитывается плотность пластовой нефти, так как прямого замера плотности пластовой нефти в лабораторных условиях нет.

Параметры пластовой нефти, принимаемые согласно модели в режиме ступенчатой сепарации: давление насыщения нефти газом при температуре 23,2°С, составляет 2,47 МПа. Плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,903 г/см³. Вязкость пластовой нефти – 122,61 мПа·с. Газосодержание составляет 9,9 м³/т. Объёмный коэффициент – 1,019 пересчетный коэффициент равен 0,981.

Таблица 2.3.1.3 - Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные горизонтов Ю-V, Ю-VI

Горизонты Ю-V				
Параметры	Ед.изм	Экспериментальные данные	Расчеты по модели по станд.сеп 2024г	Отклонение, %
Пластовое давление	МПа	5,6	5,6	0.0
Пластовая температура	°С	23,2	23,2	0.0
Давление насыщения	МПа	2,5	2,5	0.0
Газосодержание	м ³ /м ³	9,1	9,0	-1.1
	м ³ /т	10,1	9,9	-0.9
Объёмный коэффициент		1,015	1,019	0.4
Плотность пластовой нефти	г/см ³	0,890	0,893	0.4
Плотность сепарированной нефти	г/см ³	0,905	0,903	-0.2
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	130,5	130,5	0.0
Плотность газа	кг/м ³	0,710	0,700	-1.4

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-VII

Горизонт исследован одной глубинной пробой из скважины 101 (г.о. 597,8м, в 2020г.).

Параметры пластовой нефти определены согласно модели следующим образом: давление насыщения нефти газом при температуре 27,7°С составляет 5,7 МПа. Плотность нефти в ст. условиях составляет 0,890 г/см³. Вязкость пластовой нефти – 38,1 мПа·с. Газосодержание составляет 22,9 м³/т. Объемный коэффициент – 1,043. В дальнейшем необходимо продолжить отбор и исследования проб по данному горизонту.

Таблица 2.3.1.4 - Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Ю-VII

Горизонты Ю-VII, VIII, IX, X				
Параметры	Ед.изм	Экспериментальные данные	Расчеты по модели станд.сеп. 2024г	Отклонение, %
Пластовое давление	МПа	6,4	6,4	0,0
Пластовая температура	°С	27,7	27,7	0,0
Давление насыщения	МПа	5,7	5,7	0,0
Объемный коэффициент		1,039	1,043	0,4
Плотность пластовой нефти	г/см ³	0,870	0,867	-0,3
Плотность сепарированной нефти	г/см ³	0,889	0,890	0,2
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	38,1	38,1	-0,1
Плотность газа	кг/м ³	0,687	0,690	0,4

В дальнейшем для уточнения подсчетных параметров нефти отдельных горизонтов II-не 2 пласт с уточнением термобарических условий пласта, Ю-II (1, 2 пласты), Ю-IV, Ю-VIII необходимо отобрать и исследовать дополнительные глубинные пробы нефти, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

отбор проб следует проводить при установившемся режиме скважин;

рекомендуется отбор глубинных проб по новым скважинам дифференцированно по менее изученным горизонтам, или по скважинам с пластовым давлением выше давления насыщения, а также с низкой обводненностью.

Анализ и обоснование свойств нефти по горизонтам в районе скважин № 103 и 104.

В целом на дату составления текущего отчета «Прироста запасов-2025» после «ПЗ-2023» по месторождению были дополнительно пробурены 2 новые № 103 и 104, которые уточнили геологическую структуру, что в свою очередь требовала уточнения свойств и состава нефти и газа.

Меловые горизонты

II-Не 1-пласт был освещены 1-ой пробой из скважины № 104 (и.п. 328,7-334,2) г.о. пробы 105 м, на текущий момент исследования по пробе не учтена, т.к. параметры вызывают сомнения на достоверность, скорее всего из-за отбора пробы выше на 210 м

интервала перфорации повлиял на состав флюида и временно параметры учтены и исключены из анализа до повторного отбора и уточнения параметров. Соответственно параметры для района скважин №103 и 104 II-Не 1-пласта были приняты по аналогии.

II-Не 2-пласт освещен так же 1-ой из скважины № 104 (и.п. 373-376,7) г.о. 375,3 м. по горизонту наблюдается присутствие газовой шапки. Отобранный флюид находился в насыщенном состоянии, что указывает на достоверность пробы, принятые параметры по горизонту на основе 1-ой пробы, следующие: Плотность нефти в пластовых условиях 882,0 кг/м³, вязкость определена на уровне 55,4 мПа*с. Газосодержание определено на уровне 10,2 м³/т, при объемном коэффициенте 1,019, пересчетный коэффициент соответственно составляет 0,981. Давление насыщения при термобарических условиях $T_{исл}$ 26,9°C и $P_{пл}$ 2,5 МПа, определено на уровне 2,4 МПа.

Юрские отложения

Горизонт Ю-I и Ю-II находятся в зоне замещения.

Горизонт Ю-III исследован на основе 1-ой пробы из №103. Проба была признана не репрезентативной, проба при указанных в акте отбора 55,6 атм (5.6 МПа) в момент исследования в текущих термобарических условиях находился в двухфазном состоянии, чтобы флюид достиг однофазного состояния давление в ячейке пришлось поднимать до 11 МПа, в следствие чего полученные свойства флюида были искажены и признаны не действительными. Соответственно свойства нефти для района скважин №№ 103 и 104 будут приняты по аналогии уже предыдущего ПЗ-2023 года для горизонта Ю-III.

Горизонт Ю-IV находится в зоне замещения.

Горизонт Ю-V исследован 3 глубинными пробами из скважин №№103 и 104, характеризуют физ-хим свойства нефти текущего геологического строения, по геологической структуре обе скважины скрывают горизонт с газовой шапкой, о чем говорит отобранные пробы имеют высокое газосодержание. Исходя из полученных данных по экспериментальным отчетам, относительный показатель давления находится ниже 1, это говорит о том, что пласты находятся в насыщенном в однофазном состоянии и не наблюдается разгазирование продуктивных толщин.

Плотность нефти в пластовых условиях 875.6 кг/м³, вязкость определена на уровне 41.0 мПа*с. Газосодержание определено на уровне 22,2 м³/т, при объемном коэффициенте 1,037, пересчетный коэффициент соответственно составляет 0,964. Давление насыщения при термобарических условиях $T_{исл}$ 29.6°C и $P_{пл}$ 6.5 МПа, определено на уровне 5.1 МПа.

Горизонт Ю-VI в связи с отсутствием исследований, соответственно свойства нефти для района скважин №№ 103 и 104 будут приняты по аналогии уже предыдущего ПЗ-2023 года для горизонта Ю-VI.

Горизонт Ю-VII исследован 1 глубинной пробой из скважины №№103, параметры, принимаемые по пробе следующие. Плотность в пластовых условиях определено на уровне в 888,0 кг/м³, вязкость определена на уровне 78,0 мПа*с. давление насыщения при T_{исл} 29,5°C и P_{пл} 6,1 МПа определено на уровне 2,3 МПа. Газосодержание определена на уровне 14,5 м³/т, при объемном коэффициенте 1,025, пересчетный коэффициент соответственно составляет 0,976.

Горизонт Ю-VIII исследован 3 глубинными пробами из скважины №104, отобранные пробы находятся на уровне насыщения, Плотность в пластовых условиях определено на уровне в 863,0 кг/м³, вязкость определена на уровне 31,9 мПа*с. давление насыщения при T_{исл} 31,0°C и P_{пл} 6,8 МПа определено на уровне 5,1 МПа. Газосодержание определена на уровне 29,1м³/т, при объемном коэффициенте 1,050, пересчетный коэффициент соответственно составляет 0,952.

2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

В целом по месторождению в поверхностных условиях были исследованы 81 проб из горизонтов.

в поверхностных условиях		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
II-пе	5	4, 11, 102, 104;
Ю- I	1	4
Ю-III	36	4, 11, 15, 16, 18, 19, 30, 35, 37, 38, 43, 44, 47, 48, 54, 55, 60, 64, 67, 68, 71, 72, 101, 103
Ю-IV	1	31
Ю-V	18	4, 16, 31, 32, 34, 43, 52, 53, 54, 62, 66, 101, 103, 104;
Ю-VI	3	58, 102.
Ю-VII	3	101, 103;
Ю-VIII	4	70, 104;
T	7	74, 101, 102.
из совмещенных горизонтов	3	74, 101.
общее количество	81	34

Свойства дегазированной нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.2.1.

Продуктивный II-пе 1 пласт горизонт охарактеризован 3-я пробами, которые отобраны из скважин 4, 11, 104. Плотность нефти в среднем составляет 0,924 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20°C – 565,8 мм²/с, при 50°C – 78,9 мм²/с. Среднее содержание парафина составляет 0,4%. Концентрация серы колеблется от 0,28 до 0,30% в среднем составляя 0,3 масс% (малосернистая). Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 15,4 (малосмолистая) и 0,8% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем достигает 17,7%.

Продуктивный II-не 2 пласт горизонт исследован 2-я пробами из скважины 102 (г.о. 373,5 м) и 104. Нефть битуминозная, плотность нефти составляет 0,902 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 194,1 мм²/с, при 50°C – 39,7 мм²/с. Нефть горизонта малосмолистая, содержание смол- силикагелевых – 14,8%, малосернистая - 0,3% и малопарафинистая 0,20%. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C – 16,0%.

По продуктивному горизонту Ю-I исследована одна проба из скважины 4 (инт. 421-423 м, 426-428м). Нефть тяжелая, плотность нефти составляет 0,913 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 397,2 мм²/с, при 50°C – 60,0 мм²/с. Нефть горизонта малосмолистая, содержание смол- силикагелевых – 12,15%, малосернистая - 0,26% и малопарафинистая 0,20%. Содержание асфальтенов – 1,24%. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C – 16,0%.

Продуктивный горизонт Ю-III охарактеризован 35 пробами. Плотность нефти изменяется от 0,881 до 0,903 г/см³ в среднем составляя 0,896 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20°C изменяется в широком диапазоне от 67,5 до 240,5 мм²/с и в среднем составляет 117,4 мм²/с, при 50°C – 26,6 мм²/с. Нефть битуминозная, малосмолистая, содержание смол-силикагелевых в среднем – 11,8%; малосернистая - 0,26%; малопарафинистая 0,69%. Содержание асфальтенов – 0,21%. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C, достигает в среднем – 22,4%.

Продуктивный горизонт Ю-IV охарактеризован 1 пробой из скважины 31. Плотность нефти составляет 0,903 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20°C составляет 110,5 мм²/с, при 50°C – 29,6 мм²/с. Нефть тяжелая, малосмолистая, содержание смол-силикагелевых в среднем – 14,8%; малосернистая - 0,4%; малопарафинистая 1,0%. Содержание асфальтенов отсутствует. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C, достигает в среднем – 17,0%.

Продуктивный горизонт Ю-V охарактеризован 15 пробами. Нефть битуминозная, плотность нефти в среднем равна 0,898 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 188,4 мм²/с, при 50°C – 38,3 мм²/с. Малосмолистая, содержание смол-силикагелевых – 13,6%, малосернистая – 0,4%, малопарафинистая – 0,5%. Асфальтены присутствуют в количестве 0,12%, полученные из скважин 43 и 101. Выход светлых фракций при температуре 300°C достигает 17,3%.

Продуктивный горизонт Ю-VI исследован тремя пробами из скважин 58 и 102. Нефть битуминозная, плотность нефти равна 0,900 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 190,1 мм²/с, при 50°C – 47,9 мм²/с. Нефть горизонта малосмолистая, содержание смол-силикагелевых – 14,7%, малосернистая - 0,42% и малопарафинистая 0,28%. Асфальтены

отсутствуют. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C, составляет 17,0%.

По продуктивному горизонту Ю-VII исследовано две пробы из скважины 101. Нефть битуминозная, плотность нефти составляет 0,889 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 107,6 мм²/с, при 50°C – 26,2 мм²/с. Нефть горизонта малосмолистая, содержание смол-силикагелевых – 10,5%, малосернистая - 0,35% и малопарафинистая 1,1%. Асфальтены определены по 1 пробе в количестве 0,11%. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C – 17,5%.

Продуктивный горизонт Ю-VIII исследован одной пробой из скважины 70. Нефть тяжелая, плотность нефти составляет 0,885 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 62,4 мм²/с, при 50°C – 16,9 мм²/с. Нефть горизонта малосмолистая, содержание смол-силикагелевых – 11,4%, малосернистая - 0,24% и малопарафинистая 1,25%. Асфальтены не определены. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C – 21,0%.

В целом нефти продуктивных горизонтов месторождения согласно ГОСТ Р 51858 “Нефть. Общие технические условия” классифицируются следующим образом:

Класс нефти. По содержанию серы нефти всех продуктивных горизонтов относятся ко 1 классу с концентрацией 0,21-0,45% масс и являются малосернистыми.

Тип нефти по плотности. По показателю плотности нефти меловых и юрских продуктивных горизонтов относятся к битуминозной (II-пе-1, 2 пласт, Ю-I, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII), тяжелой (горизонт Ю-VIII). Среднее значение по всем продуктивным горизонтам изменяется в пределах 0,820-0,927 г/см³ охватывая 0, 3 и 4 тип по классификации нефти.

По содержанию парафина нефти всех продуктивных горизонтов являются малопарафинистыми. Среднее значение парафина по горизонтам колеблется в пределах 0,12-1,51% масс.

По содержанию смол нефти всех продуктивных горизонтов относятся к малосмолистым. Среднее значение содержание смол по горизонтам в пределах 5,0-19,0% масс.

В дальнейшем следует отбирать поверхностные пробы для прослеживания изменения свойств флюида в поверхностных условиях по мере эксплуатации месторождения, в частности следует отобрать пробы из менее освещенных продуктивных горизонтов: II-пе-2 пласт, Ю-I, Ю-IV, Ю-VIII.

2.3.3. Состав и свойства пластового и растворенного газа

Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает

метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008». Компонентный состав растворенного газа в нефти исследован по 59 пробам.

после разгазировани		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
II-пе	5	4, 102, 104;
Ю- I	2	4
Ю-III	20	15, 16, 18, 19, 30, 34, 35, 47, 64, 71, 72, 101, 103;
Ю-IV	2	31
Ю-V	12	16, 43, 54, 101, 102, 103, 104;
Ю-VI	3	58, 102.
Ю-VII	4	101, 103;
Ю-VIII	3	70, 104;
T	6	74, 101
из совмещенных горизонтов	2	74, 101.
общее количество	59	21

В целом по месторождению компонентный состав растворенного в нефти газа меловых и юрских горизонтов схожи по составу и не имеют сильных отличий между собой

Для меловых и юрских горизонтов месторождения Уаз характерны высокое содержание метана по полученным исследованиям показал уровень в среднем 95%, содержания C₂+высшие в среднем 2,0%, содержание сероводорода(H₂S) не обнаружено, по содержанию углекислого газа (CO₂) в среднем составило 0,2% - «низкоуглекислый». По содержанию азота в среднем по пробам составляет 3% - «низкоазотный».

Компонентный состав свободного газа

Состав свободного газа был определен по 5 пробам из скважины № 104.

№п/п	№/№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подошва м	Глубина отбора	Горизонт
1	104	02.07.2025			350.1	II-Ne 2-пл
2	104	02.07.2025			545.7	Ю-V
3	104	02.07.2025			553.5	Ю-V
4	104	28.08.2025	560.7	563.5		Ю-V
5	104	15.08.2025	651.6	658.5		Ю-VIII

Пробы свободные газа характеризующие юрские горизонты по компонентному составу характеризуется следующим образом, по составу метана по всем пробам содержание метана не менее 95%, соответственно по содержанию C₂+высшее не превышает 5% в свою очередь газ будет считаться как «сухой». Содержание сероводорода не обнаружено. Содержание углекислого газа по пробам не превышает 0,05%. По содержанию азота в среднем составляет 2,4%.

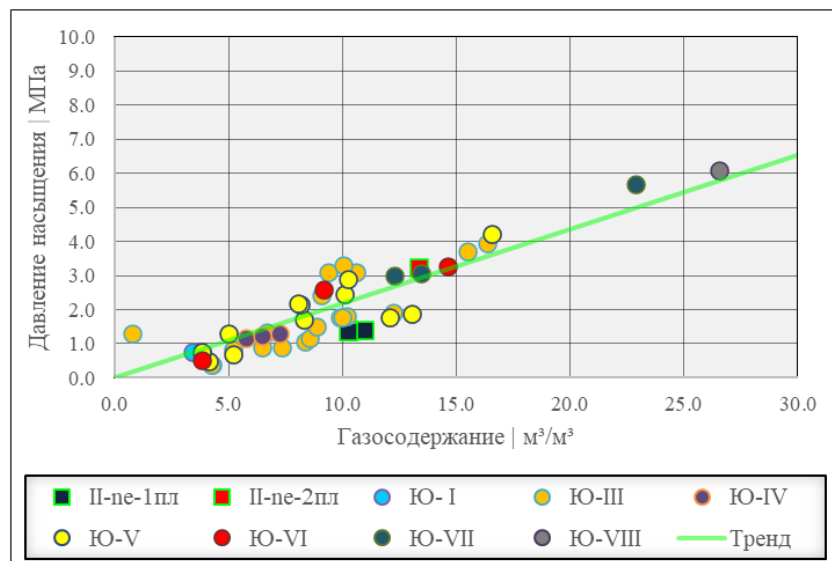


Рис. 2.3.1.1 – Зависимость давление насыщения от газосодержания

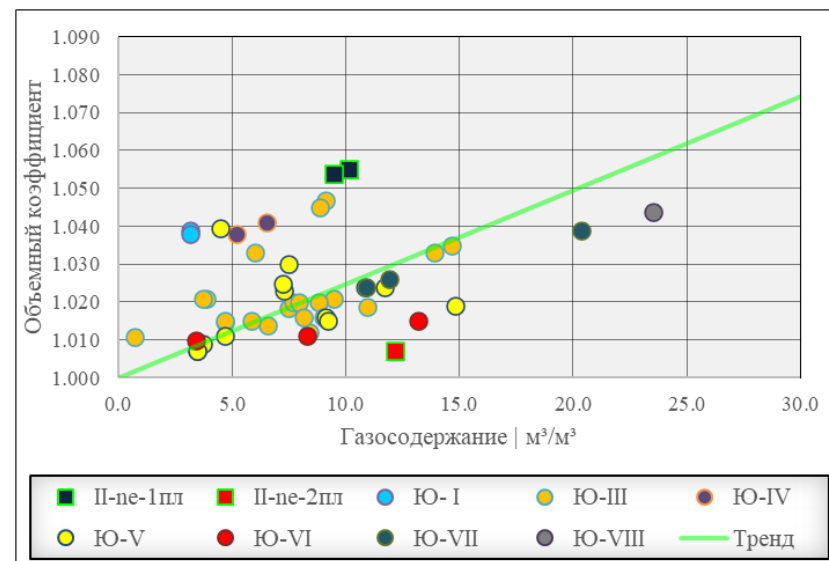


Рис. 2.3.1.2 – Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

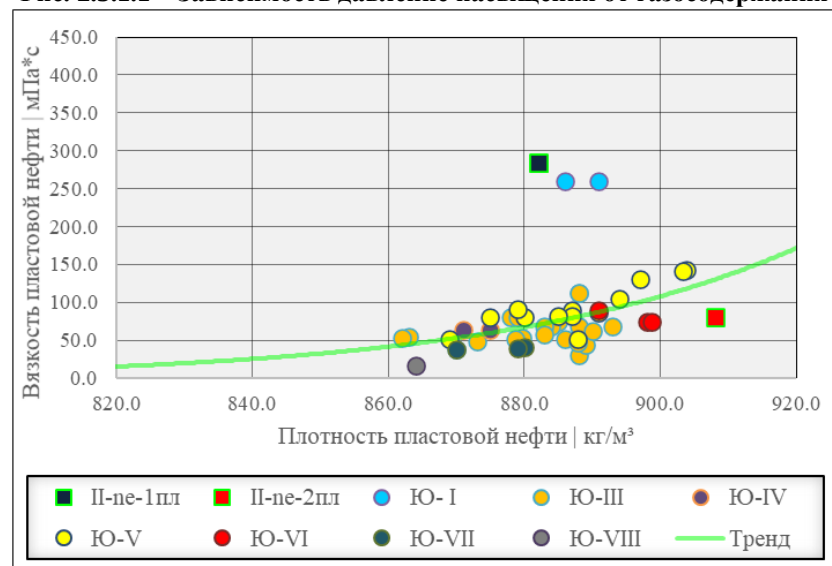


Рис. 2.3.1.4 – Зависимость вязкости от плотности пл. нефти

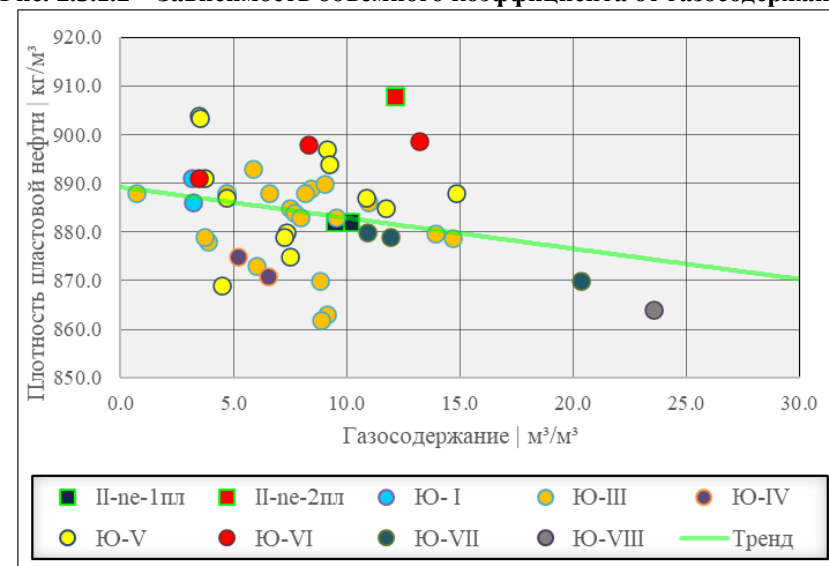


Рис.2.3.1.5 – Зависимость плотности пл. нефти от газосодержания

Таблица 2.3.1.5 - Состав и свойства нефти в пластовых условиях.

Горизонты	II-не 1-пл					II-не 2-пл					Ю-III					Ю-IV					Ю-V				
	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб °C	1	2	-	-	19.8	2	2	-	-	26.3	11	17	22.9	29.0	24.9	1	2	-	-	25.9	6	10	23.2	30.0	26.3
Давление исследования МПа	1	2	-	-	3.0	2	2	-	-	3.2	11	17	4.5	11.0	5.6	1	2	-	-	5.1	6	10	4.5	7.5	5.6
Давление насыщения газом МПа	1	2	-	-	1.4	2	2	-	-	2.8	11	17	0.9	6.7	2.5	1	2	1.2	1.3	1.2	6	10	1.7	5.9	3.0
Газосодержание м³/т	1	2	10.3	11.0	10.6	2	2	-	-	11.8	11	17	6.5	28.2	11.3	1	2	5.7	7.2	6.5	6	10	7.8	28.5	13.6
Объемный коэффициент	1	2	1.054	1.055	1.055	2	2	-	-	1.013	11	17	1.012	1.047	1.026	1	2	1.038	1.041	1.040	6	10	1.015	1.048	1.027
Плотность кг/м³	1	2	-	-	882.0	2	2	-	-	895.0	11	17	862.0	893.0	880.9	1	2	871.0	875.0	873.0	6	10	869.0	897.0	882.4
Вязкость мПа*с	1	2	-	-	283.9	2	2	-	-	67.8	11	17	37.4	74.1	56.3	1	2	-	-	64.0	6	10	35.5	130.5	77.6

Продолжение таблицы 2.3.1.5.

Горизонты	Ю-VI					Ю-VII					Ю-VIII					Т				
	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб °C	1	2	30.4	30.6	30.5	2	4	27.7	29.8	29.2	2	4	28.5	31.4	30.3	2	6	30.1	35.0	33.5
Давление исследования МПа	1	2	5.7	6.2	6.0	2	4	5.3	6.4	5.8	2	4	6.5	7.0	6.7	2	6	8.5	9.5	9.0
Давление насыщения газом МПа	1	2	2.6	3.3	2.9	2	4	2.3	5.7	3.5	2	4	4.7	6.1	5.4	2	6	7.7	8.9	8.3
Газосодержание м³/т	1	2	9.2	14.6	11.9	2	4	12.3	22.9	15.8	2	4	25.0	35.2	28.5	2	6	49.9	63.9	56.8
Объемный коэффициент	1	2	1.011	1.015	1.013	2	4	1.024	1.039	1.029	2	4	1.0	1.1	1.048	2	6	1.109	1.119	1.115
Плотность кг/м³	1	2	898.0	898.7	898.4	2	4	870.0	888.0	879.3	2	4	860.0	865.0	863.3	2	6	773.4	780.0	776.4
Вязкость мПа*с	1	2	74.3	74.4	74.4	2	4	38.1	78.0	49.3	2	4	17.0	38.2	28.2	2	6	1.5	2.5	2.1

Таблица 2.3.2.1 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

Горизонт		II-не					Ю-I					Ю-III					Ю-IV				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Плотность нефти. кг/м3		4	5	894.2	926.5	914.9	1	1			913.0	24	34	880.8	905.9	896.1	1	1	-		903.0
Кинематическая вязкость. мм2/с при	20°С	4	5	137.5	614.3	417.2	1	1			397.2	24	34	67.5	272.0	118.3	1	1	-		110.5
	50°С	4	5	31.0	82.9	63.2	1	1			60.0	24	34	17.4	50.4	26.8	1	1	-		29.6
Содержание. %	Смолы	4	5	13.2	18.4	15.3	1	1			12.2	24	34	5.5	19.0	11.6	1	1	-		14.8
	Асфальтенов	4	5	0.1	1.3	0.5	1	1			1.2	24	34	0.2	0.3	0.2	-	-	-		-
	Серы	4	5	0.3	0.4	0.3	1	1			0.3	24	34	0.2	0.4	0.3	1	1	-		0.4
	Парафинов	4	5	0.2	0.7	0.4	1	1			0.2	24	34	0.2	1.5	0.7	1	1	-		1.0
Температура застывания. оС		4	5	-45.0	-20.0	-34.6	1	1			-20.0	24	34	-63.0	-16.0	-33.2	1	1	-		-20.0
Температура вспышки. оС		4	5	77.0	143.0	105.6	1	1			80.0	24	34	30.0	103.0	79.2	1	1	-		94.0
Фракционный состав. %	НК	4	5	210.0	240.0	227.0	1	1			247.0	24	34	105.0	240.0	207.1	1	1	-		238.0
	до 100 °С	4	5	-	-	-	-	-			-	24	34				-	-	-		-
	до 150 °С	4	5	-	-	-						24	34	2.5	4.5	3.5					
	до 200 °С	4	5	-	-	-	1	1			2.0	24	34	1.0	7.0	4.5	1	1	-		9.0
	до 300 °С	4	5	15.0	19.0	17.0	1	1			16.0	24	34	11.0	29.0	22.4	1	1	-		17.0

Продолжение таблицы 2.3.2.1.

Горизонт		Ю-V					Ю-VI					Ю-VII					Ю-VIII					Т				
№/№		Кол-во		Диапазон		Среднее значение	Кол-во		Диапазон		Среднее значение	Кол-во		Диапазон		Среднее значение	Кол-во		Диапазон		Среднее значение	Кол-во		Диапазон		Среднее значение
		скв	проб	изменения			скв	проб	изменения			скв	проб	изменения			скв	проб	изменения			скв	проб	изменения		
Плотность нефти. кг/м3		13	18	893.1	905.0	897.8	2	3	894.5	903.4	900.0	2	3	888.9	903.1	893.7	2	4	885.1	888.9	887.5	2	6	819.8	831.0	825.6
Кинематическая вязкость. мм2/с при	20°С	13	18	124.3	283.6	182.0	2	3	157.9	230.0	190.1	2	3	107.2	237.7	151.0	2	4	62.4	97.1	86.8	2	6	6.0	10.4	7.8
	50°С	13	18	27.1	51.3	37.4	2	3	43.3	52.6	47.9	2	3	26.2	45.9	32.8	2	4	16.9	24.2	22.0	2	6	2.7	3.8	3.3
Содержание. %	Смолы	13	18	10.2	19.5	13.7	2	3	14.3	15.2	14.7	2	3	9.3	11.7	10.9	2	4	10.7	11.4	11.0	2	6	5.0	6.3	5.3
	Асфальтенов	13	18	0.1	1.1	0.3						2	3	0.1	0.1	0.1	2	4	0.1	0.1	0.1					
	Серы	13	18	0.3	0.4	0.4	2	3	0.2	0.5	0.4	2	3	0.3	0.6	0.4	2	4	0.2	0.4	0.3	2	6	0.1	0.1	0.1
	Парафинов	13	18	0.1	1.3	0.4	2	3	0.3	0.3	0.3	2	3	0.4	1.2	0.9	2	4	0.7	1.3	0.8	2	6	0.4	1.5	1.2
Температура застывания. оС		13	18	-54.0	-17.0	-34.9	2	3	-54.0	-37.0	-45.5	2	3	-48.0	-36.0	-43.0	2	4	-54.0	-36.0	-40.5	2	6	-63.0	-24.0	-37.0
Температура вспышки. оС		13	18	48.5	130.0	87.7	2	3	67.0	93.0	80.0	2	3	51.0	77	60.3	2	4	51.0	126.0	104.8	2	6	-7.0	-5.0	-6.3
Фракционный состав. %	НК	13	18	180.0	365.0	226.4	2	3	200.0	230.0	220.0	2	3	160.0	205.0	181.7	2	4	210.0	215.0	211.3	2	6	70.0	100.0	85.8
	до 100 °С	13	18									2	3				2	4				2	6	3.0	3.0	3.0
	до 150 °С	13	18									2	3				2	4	-	-		2	6	9.0	9.0	9.0
	до 200 °С	13	18	2.0	2.0	2.0						2	3	2.0	2.0	2.0	2	4	-	-		2	6	17.0	17.0	17.0
	до 300 °С	13	18	7.0	25.0	17.1	2	3	16.0	18.0	17.0	2	3	16.0	27.0	20.7	2	4	19.0	22.0	20.3	2	6	33.0	54.0	43.5

Таблица 2.3.3.1 – Компонентный состав растворенного в нефти газа.

горизонт	II-pe			Ю-I			Ю-III			Ю-IV			Ю-V		
№/№ Наименование	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая
	газ	нефть	смесь	газ	нефть	смесь	газ	нефть	смесь	газ	нефть	смесь	газ	нефть	смесь
Сероводород	0.00			0.00			0.00		0.00	0.00			0.00		0.00
Углекислый газ	0.15		0.02	0.19			0.27		0.08	0.17			0.12		0.01
Азот+редкие	0.75		0.27	3.50			4.58		0.18	2.97			2.23		0.10
метан	95.78		16.18	94.67			93.45		9.67	96.23			95.41		4.79
этан	2.69		0.06	1.02			0.74		0.70	0.49			1.29		0.06
пропан	0.29		0.02	0.34			0.19	0.00	0.43	0.08			0.26		0.01
изобутан	0.09		0.00	0.01			0.07	0.00	0.08	0.01			0.08		0.00
н. бутай	0.05		0.00	0.05			0.10	0.00	0.09	0.02			0.09		0.00
изопентая	0.12		0.00	0.23			0.14	0.01	0.03	0.02			0.13	0.01	0.02
н. пентан	0.07		0.00				0.10	0.01	0.03				0.07	0.00	0.00
гексаны	0.02	0.01	0.01				0.22	0.01	0.04				0.28	0.01	0.01
гептаны	0.07	0.05	0.04				0.15	0.03	0.01				0.04	0.02	0.02
остаток (C8+высшие)	0.00	99.9	83.40				0.00	99.9	88.67				0.00	99.9	95.00
Содержание меркаптанов															
Молекулярная масса	16.8	363.0		16.9			17.3	324.0		16.6			17.0	330.0	
Молекулярная масса остатка															
Плотность газа относительная (по воздуху)	0.582			0.585			0.594			0.578			0.579		
Плотность газа, кг/м3	0.702			0.705			0.715			0.696			0.697		
нефти, кг/м3															

Продолжение таблицы 2.3.2.1.

горизонт	Ю-VI			Ю-VII			Ю-VIII			Т		
№/№ Наименование	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		пластовая
	газ	нефть	смесь	газ	нефть	смесь	газ	нефть	смесь	газ	нефть	смесь
Сероводород	0.00			0.00			0.00		0.00	0.0		
Углекислый газ	0.14			0.17			0.13		0.08	0.3		0.1
Азот+редкие	2.15			1.11			1.03		0.60	0.9		0.2
метан	96.79			97.27			96.21		21.83	83.0		26.4
этан	0.66			1.00			1.98		0.83	8.7		4.1
пропан	0.15			0.12			0.46		0.10	2.7	0.1	1.1
изобутан	0.01			0.06			0.07		0.04	2.4	0.4	1.1
н. бутай	0.02	0.02		0.12			0.04		0.00	0.6	0.3	0.5
изопентая	0.06	0.02		0.16			0.03		0.01	1.4	1.1	1.5
н. пентан	0.01	0.00		0.00			0.02		0.00	0.0	0.2	0.2
гексаны	0.02	0.03		0.00			0.01		0.00	0.0	2.1	1.6
гептаны	0.01	0.03		0.00			0.00		0.00	0.0	3.5	2.6
остаток (C ₈ +высшие)	0.00	66.6		0.00			0.00	100.0	76.51	0.0	92.3	60.6
Содержание меркаптанов												
Молекулярная масса	16.6	333.0		16.6			16.7	278.0		20.3	200.0	
Молекулярная масса остатка												
Плотность газа относительная (по воздуху)	0.572			0.573			0.577			0.706		
<i>Плотность газа, кг/м3</i>	<i>0.689</i>			<i>0.691</i>			<i>0.695</i>			<i>0.850</i>		
нефти, кг/м3												

Таблица 2.3.3.2 – Компонентный состав свободного 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(C ₁)	этан(C ₂)	пропан(C ₃)	изобутан(i-C ₄)	н. Бутан(n-C ₄)	изопентан(i-C ₅)	н. Пентан(n-C ₅)	гексаны(C ₆)	гептаны(C ₇)	Октаны (C ₈)	Сумма	содержание C ₂ +	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида	Плотность газа относительная (по воздуху)	Плотность газа, кг/м³	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
1	104	02.07.2025			350.1	II-Ne 2-пл	мол. %	0.000	0.017	3.079	95.922	0.893	0.038	0.009	0.002	0.002	0.002	0.010	0.024	0.002	100	0.94	16.59	16.59	0.573	0.690	32.7	36.3	43.2	47.9	0.998	0.0126
2	104	02.07.2025			545.7	Ю-V	мол. %	0.000	0.042	3.317	95.326	1.158	0.067	0.044	0.014	0.004	0.001	0.007	0.018	0.002	100	1.29	16.69	16.68	0.577	0.695	32.7	36.3	43.1	47.8	0.998	0.0126
3	104	02.07.2025			553.5	Ю-V	мол. %	0.000	0.033	3.412	94.791	1.196	0.391	0.051	0.320	0.018	0.020	0.021	0.030	0.005	100	1.98	16.85	17.00	0.582	0.701	33.0	36.6	43.2	47.9	0.998	0.0125
4	104	28.08.2025	560.7	563.5		Ю-V	мол. %	0.000	0.006	0.295	99.264	0.375	0.037	0.017	0.003	0.001	0.000	0.001	0.001	0.000	100	0.43	16.16	16.15	0.558	0.672	33.5	37.2	44.8	49.7	0.998	0.0123
5	104	15.08.2025	651.6	658.5		Ю-VIII	мол. %	0.000	0.002	1.989	97.227	0.609	0.049	0.012	0.027	0.024	0.032	0.020	0.007	0.002	100	0.72	16.45	16.45	0.569	0.685	33.1	36.7	43.9	48.7	0.998	0.0125

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В целях понимания механизма миграции флюида в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводятся экспериментальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости, капиллярного давления, смачиваемости пород.

В данном разделе анализируются исследования по определению относительной проницаемости в системах вода-нефть, коэффициента вытеснения нефти водой, капиллярного давления с определением остаточной водонасыщенности. Все специальные исследования выполнены в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» на образцах керна из скважин 101, 102, 103 и 104.

Оценка остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии.

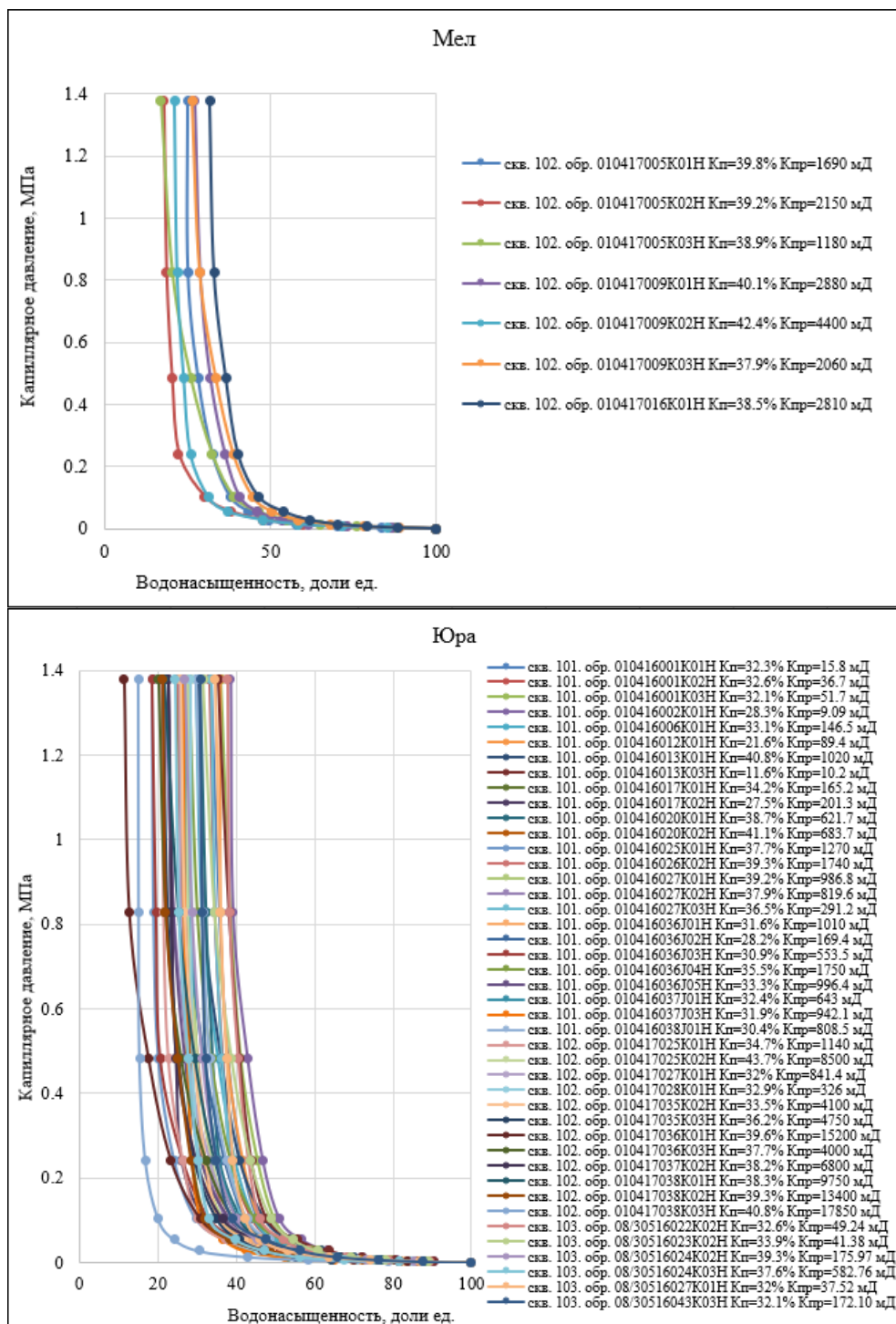
Для измерения электрических свойств породы с определением кривой капиллярного давления использовали систему PLS-200 с четырьмя гидростатическими кернодержателями. Исследования выполнены на 7 образцах из меловых отложений, на 43 образцах из юрских отложений и на 15 образцах из триасового отложения.

По меловым отложениям, которые имеют пористость от 37,9 до 42,4% и проницаемость от 1180 до 4400 мД, получена остаточная водонасыщенность с интервалом изменения 0,17-0,318 доли ед. и средним значением 0,238 доли ед.

По образцам из юрских отложений с пористостью от 11,6 до 43,7% и проницаемостью от 9,09 до 17850 мД остаточная водонасыщенность изменяется от 0,113 до 0,385 доли ед., в среднем составляя 0,269 доли ед.

По триасовым отложениям пористость меняется от 12 до 27,1%, и проницаемость от 0,123 до 58,6 мД, остаточная водонасыщенность от 0,34 до 0,519 д.ед., в среднем составляя 0,403 д.ед.

На рисунке 2.4.1 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности.



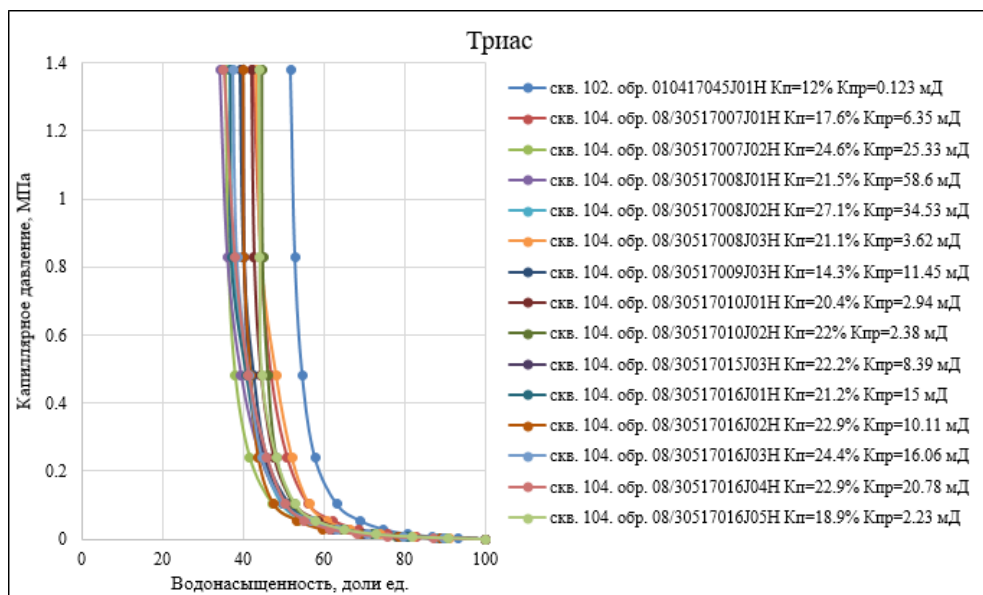


Рис. 2.4.1. График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (мел, юра, триас)

Также величина остаточной водонасыщенности определена в процессе подготовки к определению ОФП и Квыт, близка к той, которая получена при определении Рн. По результатам всех перечисленных выше исследования получена зависимость остаточной водонасыщенности от пористости:

$$K_{ов} = 63,886 \times K_p^{-0,126}, R^2 = 0,624 \text{ (рис.2.4.2).}$$

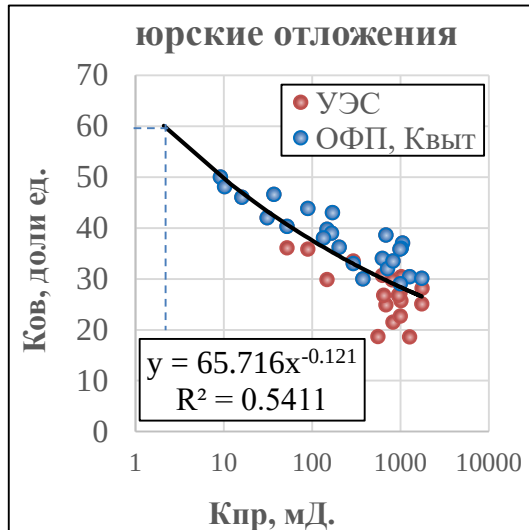


Рис.2.4.2. Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости

По графику можно сделать следующий вывод: что остаточная водонасыщенность, приближаясь к граничному значению проницаемости ($K_{пргр} \sim 1,8$ мД) не превышает 60%, то есть принятая величина $K_{нгр} = 40\%$ (при интерпретации ГИС) не идет вразрез с ядерными данными.

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях.

Лабораторией Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» измерение

относительных фазовых проницаемостей с вытеснением нефти водой проведен на образцах керна скважины №№101, 102, 103 и 104. Всего было использовано 39 образца керна из меловых, юрских и триасовых отложений.

Для определения относительных фазовых проницаемостей использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная установка (LXRT-400T), предназначенная для исследования профилей насыщения при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя средние насыщенности в виде функции длины керна и дискретные точки вдоль керна в виде функции времени.

В процессе подготовки к экспериментам для образцов были определены пористость, проницаемость для воды, остаточная водонасыщенность (начальная в экспериментах) и проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности.

По результатам данного эксперимента по 7 образцам керна из мелового отложения пористость меняется от 0,379 до 0,424 доли ед. и проницаемость от 1180 до 4400 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 0,149-0,32 доли ед., в среднем составляя 0,25 доли ед., также получена остаточная нефтенасыщенность с интервалом изменения 0,199-0,317 доли ед., и средним значением 0,264 доли ед.

По юрским отложениям исследовано 25 образцов при пористости, изменяющейся от 0,282 до 0,437 доли ед. и проницаемости от 9,09 до 8500 мД получены следующие данные:

- остаточная водонасыщенность образцов изменяется в пределах 0,155-0,50, в среднем – 0,318 доли ед;
- остаточная нефтенасыщенность составила от 0,17 до 0,317 доли ед., в среднем – 0,235 доли ед.;

В триасовых отложениях по данным исследования пористость по 7 образцам керна варьирует от 0,212 до 0,271 доли ед., а проницаемость – 8,39-58,6 мД. Остаточная водонасыщенность изменяется в диапазоне 0,311-0,417 доли ед., со средним значением 0,375 доли ед. Остаточная нефтенасыщенность меняется в пределах 0,22-0,274 доли ед., в среднем составляет 0,248 доли ед.

Окончательные результаты остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения представлены в таблице 2.4.1.

Пересечение кривых относительной проницаемости (рис. 2.4.3) и результаты исследования смачиваемости методом Амотта проведенные на 39 образцах характеризуют породу как гидрофильные (табл.2.4.2).

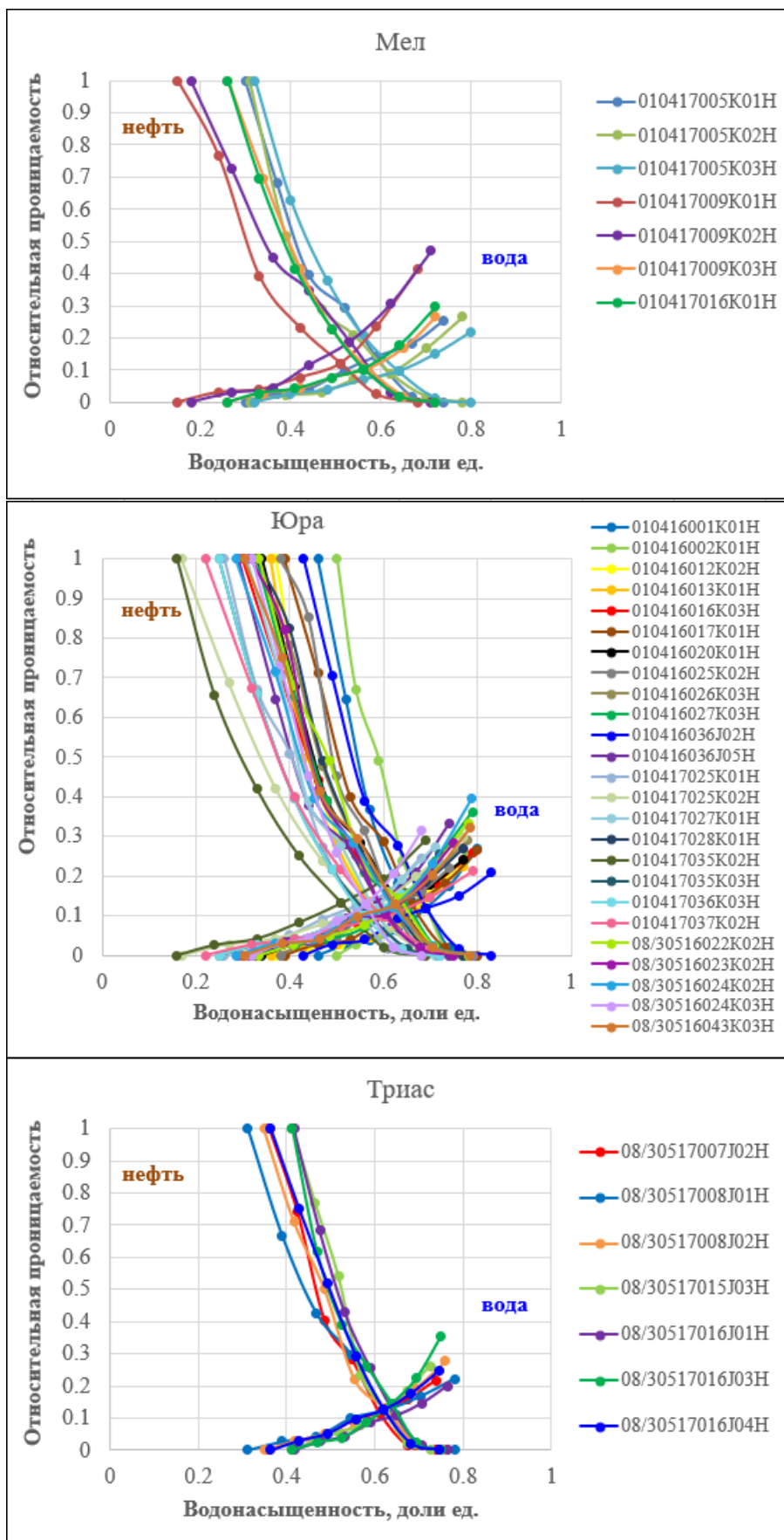


Рис. 2.4.3. Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. 101, 102, 103, 104)

Определение коэффициента вытеснения нефти водой было выполнено на 39 образцах керна меловых, юрских и триасовых отложений отложений.

По результатам анализа коэффициент вытеснения нефти водой для меловых отложений варьируется в пределах от 0,621 до 0,708 доли ед., составляя в среднем 0,648 доли ед.

Для образцов юрских отложений коэффициент вытеснения нефти водой изменяется от 0,529 до 0,732 доли ед., в среднем составляя 0,645 доли ед.

В триасовых отложениях коэффициент вытеснения нефти водой меняется в диапазоне от 0,534 до 0,681 доли ед., в среднем составляет 0,601 доли ед. В таблице 2.4.3 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

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

Таблица 2.4.1 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть

№ скважин ы	№ образца	Глубина (привязанная), м	Горизонт	Проницаемость для газа, мД	Пористость, доли ед.	Проницаемость по воде, мД	Кпр по нефти при остаточной водонасыщенност и	Остаточная водонасыщенность , доли ед.	Остат. нефтенасыщенность , доли ед.	Котн. воды, доли ед.	Котн. нефти, доли ед.	Коэфф. вытеснения , доли ед.
101	010416001K01H	452.1	Ю-III	16	0,323	8,3	11,1	0,46	0,2	0,27	1	0,63
101	010416002K01H	453.23	Ю-III	9,09	0,2834	4,2	6,01	0,5	0,22	0,25	1	0,56
101	010416012K02H	479.52	Ю-III	1050	0,4098	520	754	0,37	0,23	0,239	1	0,635
101	010416013K01H	479.8	Ю-III	1020	0,4082	512	675	0,36	0,23	0,225	1	0,641
101	010416016K03H	482.4	Ю-III	373,8	0,3365	188	253	0,3	0,21	0,257	1	0,7
101	010416017K01H	482.62	Ю-III	165,2	0,3421	83	110	0,39	0,2	0,264	1	0,672
101	010416020K01H	486.5	Ю-III	621,7	0,3872	328	414	0,34	0,23	0,242	1	0,652
101	010416025K02H	493.15	Ю-III	133,6	0,36	70,2	91,2	0,38	0,26	0,219	1	0,581
101	010416026K03H	493.92	Ю-III	714	0,3434	345	479	0,32	0,22	0,292	1	0,676
101	010416027K03H	494.8	юра	291,2	0,365	153	194	0,33	0,21	0,361	1	0,687
101	010416036J02H	747.45	юра	169,4	0,2821	89	115	0,43	0,17	0,209	1	0,702
101	010416036J05H	748	юра	996,4	0,3331	521	663	0,29	0,26	0,332	1	0,634
102	010417005K01H	361,75	мел	1690	0,398	650	910	0,30	0,26	0,254	1	0,63
102	010417005K02H	361,95	мел	2150	0,392	825	1320	0,31	0,22	0,265	1	0,677
102	010417005K03H	362,15	мел	1180	0,3893	470	687	0,32	0,20	0,218	1	0,708
102	010417009K01H	365,75	II неоком 2	2880	0,4012	1152	1520	0,15	0,32	0,414	1	0,628
102	010417009K02H	365,95	II неоком 2	4400	0,4242	1750	2540	0,18	0,29	0,472	1	0,646
102	010417009K03H	366,15	II неоком 2	2060	0,3789	865	1130	0,26	0,28	0,265	1	0,626
102	010417016K01H	373,15	II неоком 2	2810	0,3852	1033	1520	0,26	0,28	0,296	1	0,621
102	010417025K01H	460,2	Ю-III	1140	0,3466	420	654	0,26	0,32	0,245	1	0,574
102	010417025K02H	460,95	Ю-III	8500	0,4371	3825	4850	0,17	0,23	0,299	1	0,723
102	010417027K01H	462,45	Ю-III	841,4	0,3205	352	475	0,31	0,29	0,274	1	0,577
102	010417028K01H	463,6	Ю-III	326	0,3285	124	185	0,33	0,23	0,27	1	0,655
102	010417035K02H	516	Ю-V	4100	0,3352	1624	2260	0,16	0,31	0,292	1	0,636
102	010417035K03H	516,4	Ю-V	4750	0,362	1820	2740	0,25	0,28	0,255	1	0,629
102	010417036K03H	517,45	Ю-V	4000	0,3772	1370	2340	0,25	0,28	0,235	1	0,629
102	010417037K02H	518	Ю-V	6800	0,3818	2452	3780	0,22	0,21	0,212	1	0,732
103	08/30516022K02H	533,1	Ю-III	49,24	0,3257	20,68	27,01	0,34	0,22	0,333	1	0,671
103	08/30516023K02H	533,93	Ю-III	41,38	0,3394	15,21	22,38	0,32	0,25	0,282	1	0,632
103	08/30516024K02H	535,11	Ю-III	175,97	0,3933	64,83	101	0,29	0,21	0,396	1	0,529
103	08/30516024K03H	535,23	Ю-III	582,76	0,3756	244	319	0,29	0,20	0,316	1	0,725
103	08/30516043K03H	628,6	Ю-VII	172,1	0,3209	66,19	93	0,30	0,21	0,323	1	0,693
104	08/30517007J02H	882	T	25,33	0,246	10,64	13,9	0,36	0,26	0,216	1	0,589
104	08/30517008J01H	883	T	58,6	0,215	21,54	31,7	0,31	0,22	0,221	1	0,681
104	08/30517008J02H	883,2	T	34,53	0,271	12,72	19,81	0,35	0,24	0,278	1	0,631
104	08/30517015J03H	890,38	триас	8,39	0,223	3,52	4,6	0,41	0,27	0,261	1	0,534
104	08/30517016J01H	890,63	триас	15	0,212	5,77	8,08	0,42	0,24	0,198	1	0,596
104	08/30517016J03H	890,88	триас	16,06	0,244	6,16	9,86	0,41	0,25	0,355	1	0,573
104	08/30517016J04H	891,12	триас	20,78	0,229	8,28	12,1	0,36	0,25	0,248	1	0,601

Таблица 2.4.2 – Результаты анализа смачиваемости по Амотт

№ п/п	№ скважины	№ образца	Интервал, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
				Самопроизвольное	Принудительное	Самопроизвольное	Принудительное		
				выход нефти, мл	выход нефти, мл	выход воды, мл	выход воды, мл		
1	101	010416001K01H	450,05	1,93	6,94	1,32	11,85	0,17	гидрофильная
2	101	010416002K01H	451,18	1,60	5,54	1,11	9,92	0,18	гидрофильная
3	101	010416006K02H	455,93	2,23	7,40	1,27	11,42	0,19	гидрофильная
4	101	010416012K02H	478,92	4,11	13,02	2,12	18,88	0,20	гидрофильная
5	101	010416013K01H	479,20	3,43	12,81	1,98	17,69	0,16	гидрофильная
6	101	010416013K03H	479,88	0,72	2,26	0,45	4,00	0,21	гидрофильная
7	101	010416017K01H	483,20	2,56	8,89	1,51	13,56	0,18	гидрофильная
8	101	010416020K01H	485,80	3,49	12,18	1,82	16,38	0,18	гидрофильная
9	101	010416025K02H	491,55	2,77	10,42	1,58	14,09	0,15	гидрофильная
10	101	010416026K02H	492,07	3,29	12,93	1,71	15,30	0,14	гидрофильная
11	101	010416026K03H	492,32	3,40	10,79	1,64	14,66	0,20	гидрофильная
12	101	010416027K03H	493,20	2,96	11,54	1,72	15,40	0,14	гидрофильная
13	102	010417005K01H	362,15	3,35	11,28	1,55	13,83	0,18	гидрофильная
14	102	010417005K02H	362,35	3,34	11,6	1,69	15,15	0,18	гидрофильная
15	102	010417005K03H	362,55	2,98	10,46	1,6	14,24	0,17	гидрофильная
16	102	010417009K01H	366,15	3,84	15,14	1,53	13,72	0,14	гидрофильная
17	102	010417009K02H	366,35	4,2	16,51	1,8	16,12	0,14	гидрофильная
18	102	010417009K03H	366,55	3,01	10,97	1,38	12,35	0,16	гидрофильная
19	102	010417016K01H	373,55	3,97	11,98	1,54	13,87	0,22	гидрофильная
20	102	010417025K01H	460,7	2,82	10,51	1,23	10,99	0,16	гидрофильная
21	102	010417025K02H	461,45	5,27	15,89	1,98	17,65	0,22	гидрофильная
22	102	010417027K01H	462,95	2,49	8,74	1,16	10,42	0,17	гидрофильная
23	102	010417028K01H	464,1	3,14	9,59	1,45	13,02	0,22	гидрофильная
24	102	010417035K02H	516	3,03	11,54	1,2	10,75	0,15	гидрофильная
25	102	010417035K03H	516,4	3,38	11,08	1,41	12,62	0,19	гидрофильная
26	102	010417036K03H	517,45	3,42	12,09	1,5	13,4	0,17	гидрофильная
27	102	010417037K02H	518	4,12	14	1,85	16,58	0,18	гидрофильная
28	103	08/30516022K02H	532,80	2,19	8,58	1,27	11,40	0,14	гидрофильная
29	103	08/30516023K02H	533,63	2,63	8,96	1,28	11,43	0,18	гидрофильная
30	103	08/30516024K02H	534,81	2,98	10,85	1,54	13,71	0,16	гидрофильная
31	103	08/30516024K03H	534,93	3,18	9,90	1,48	13,31	0,21	гидрофильная
32	103	08/30516043K03H	627,60	2,30	8,75	1,25	11,21	0,15	гидрофильная
33	104	08/30517007J02H	879,00	1,75	6,13	0,92	8,19	0,17	гидрофильная
34	104	08/30517008J01H	880,00	1,59	5,86	0,85	7,59	0,16	гидрофильная
35	104	08/30517008J02H	880,20	1,93	6,95	1,04	9,31	0,17	гидрофильная
36	104	08/30517015J03H	887,38	1,59	5,02	0,82	7,33	0,21	гидрофильная
37	104	08/30517016J01H	887,63	1,50	4,76	0,83	7,38	0,20	гидрофильная
38	104	08/30517016J03H	887,88	1,72	5,51	0,93	8,31	0,20	гидрофильная
39	104	08/30517016J04H	888,12	1,74	5,64	0,87	7,79	0,20	гидрофильная

Таблица 2.4.3 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ скважины	№ образца	Глубина (привязанная), м	Горизонт	Проницаемость для газа, мД	Пористость, доли ед.	Проницаемость по воде, мД	Кпр по нефти при остаточной водонасыщенности	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остат. нефте- насыщенность, доли ед.	Коэфф. вытеснения, доли ед.
101	010416001K02H	452.4	Ю-III	36,7	0,3258	18,2	24,2	0,466	0,18	0,663
101	010416001K03H	452.6	Ю-III	51,7	0,3207	25,6	33,45	0,403	0,215	0,641
101	010416006K01H	458.3	Ю-III	146,5	0,3309	67,6	97,8	0,397	0,206	0,658
101	010416006K02H	458.4	Ю-III	30,8	0,3256	14,3	21,5	0,42	0,236	0,594
101	010416012K01H	479.3	Ю-III	89,4	0,2162	44,3	62,3	0,438	0,199	0,646
101	010416013K03H	480.48	Ю-III	10,2	0,1158	4,72	6,8	0,481	0,225	0,565
101	010416017K02H	482.9	Ю-III	201,3	0,2748	95	134	0,362	0,219	0,657
101	010416020K02H	489.3	Ю-III	683,7	0,4113	345	456	0,386	0,193	0,686
101	010416025K01H	492.75	Ю-III	1270	0,3772	653	842	0,304	0,25	0,641
101	010416026K02H	493.67	Ю-III	1740	0,3926	893	1145	0,301	0,266	0,619
101	010416027K01H	494.6	Ю-III	986,8	0,3922	501	659	0,358	0,218	0,66
101	010416027K02H	494.7	Ю-III	819,6	0,3793	431	546	0,335	0,212	0,682
102	010417005K01H	361,75	Мел	1690,00	0,398	650	910	0,297	0,26	0,63
102	010417005K02H	361,95	Мел	2150,00	0,392	825	1320	0,310	0,223	0,677
102	010417005K03H	362,15	Мел	1180,00	0,3893	470	687	0,320	0,199	0,708
102	010417009K01H	365,75	II неоком 2	2880,00	0,4012	1152	1520	0,149	0,317	0,628
102	010417009K02H	365,95	II неоком 2	4400,00	0,4242	1750	2540	0,180	0,290	0,646
102	010417009K03H	366,15	II неоком 2	2060,00	0,3789	865	1130	0,262	0,276	0,626
102	010417016K01H	373,15	II неоком 2	2810,00	0,3852	1033	1520	0,257	0,282	0,621
102	010417025K01H	460,2	Ю-III	1140,00	0,3466	420	654	0,255	0,317	0,574
102	010417025K02H	460,95	Ю-III	8500,00	0,4371	3825	4850	0,170	0,230	0,723
102	010417027K01H	462,45	Ю-III	841,40	0,3205	352	475	0,312	0,291	0,577
102	010417028K01H	463,6	Ю-III	326,00	0,3285	124	185	0,325	0,233	0,655
102	010417035K02H	516	Ю-V	4100,00	0,3352	1624	2260	0,155	0,307	0,636
102	010417035K03H	516,4	Ю-V	4750,00	0,362	1820	2740	0,254	0,276	0,629
102	010417036K03H	517,45	Ю-V	4000,00	0,3772	1370	2340	0,249	0,279	0,629
102	010417037K02H	518	Ю-V	6800,00	0,3818	2452	3780	0,222	0,208	0,732
103	08/30516022K02H	533,1	Ю-III	49,24	0,3257	20,68	27,01	0,34	0,22	0,671
103	08/30516023K02H	533,93	Ю-III	41,38	0,3394	15,21	22,38	0,32	0,25	0,632
103	08/30516024K02H	535,11	Ю-III	175,97	0,3933	64,83	101	0,29	0,21	0,529
103	08/30516024K03H	535,23	Ю-III	582,76	0,3756	244	319	0,29	0,20	0,725
103	08/30516043K03H	628,6	Ю-VII	172,1	0,3209	66,19	93	0,30	0,21	0,693
104	08/30517007J02H	882	T	25,33	0,246	10,64	13,9	0,361	0,262	0,589
104	08/30517008J01H	883	T	58,6	0,215	21,54	31,7	0,311	0,220	0,681
104	08/30517008J02H	883,2	T	34,53	0,271	12,72	19,81	0,349	0,240	0,631
104	08/30517015J03H	890,38	триас	8,39	0,223	3,52	4,6	0,412	0,274	0,534
104	08/30517016J01H	890,63	триас	15	0,212	5,77	8,08	0,417	0,236	0,596
104	08/30517016J03H	890,88	триас	16,06	0,244	6,16	9,86	0,413	0,251	0,573
104	08/30517016J04H	891,12	триас	20,78	0,229	8,28	12,1	0,364	0,254	0,601

Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов

Горизонты	Наименование величин	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, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
II неоком 2	Количество определений, шт.	8	8	8	8	8	4	4
	Среднее значение	3037,5	0,21	0,79	0,29	0,630	0,362	1
	Интервал изменения	2060-4400	0,149-0,262	0,738-0,851	0,276-0,32	0,621-0,646	0,265-0,472	-
Ю-III	Количество определений, шт.	37	37	37	37	37	17	17
	Среднее значение	687,2	0,34	0,66	0,23	0,639	0,275	1
	Интервал изменения	9,09-8500	0,17-0,5	0,5-0,83	0,18-0,32	0,529-0,725	0,219-0,396	-
Ю-V	Количество определений, шт.	8	8	8	8	8	4	4
	Среднее значение	4912,5	0,22	0,78	0,27	0,657	0,249	1
	Интервал изменения	4000-6800	0,155-0,254	0,746-0,845	0,208-0,31	0,629-0,732	0,212-0,292	-
Ю-VII	Количество определений, шт.	2	2	2	2	2	1	1
	Среднее значение	172,1	0,30	0,70	0,21	0,693	0,323	1
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
T	Количество определений, шт.	6	6	6	6	6	3	3
	Среднее значение	39,5	0,34	0,66	0,24	0,634	0,238	1
	Интервал изменения	25,33-58,6	0,31-0,36	0,64-0,69	0,22-0,262	0,589-0,681	0,216-0,278	-

2.5 Запасы нефти и газа

Впервые в 2006 году выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа» по продуктивным горизонтам нижнего мела и средней юры по результатам бурения 7 поисково-разведочных скважин. Утвержденные в ГКЗ (протокол №532-06-П от 27.09.2006г.) начальные геологические запасы нефти по категории C_1 составляют 1020,7 тыс.т., по категории C_2 – 237 тыс.т. Начальные извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составляют 306,2 тыс.т., по категории C_2 – 71,1 тыс.т. Начальные запасы растворенного в нефти газа по категории C_1 подсчитаны в количестве 3,7 млн.м³ геологических и 1,1 млн.м³ извлекаемых, по категории C_2 – 0,9 и 0,2 млн.м³ соответственно.

В 2008 году ТОО «Онгар КМ» был выполнен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.01.2008г по результатам бурения 12 скважин (Протокол ГКЗ №765-08-П от 20.11.2008г). Начальные геологические/ извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили 2744тыс.т/823тыс.т; по категории C_2 – 491тыс.т/147тыс.т. Начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории C_1 составили 16млн.м³/5млн.м³; по категории C_2 – 3млн.м³/1млн.м³.

В 2009 году ТОО НЭКФ «Optimum» по результатам бурения 16 скважин составлен «Подсчет запасов нефти и газа» по состоянию на 01.01.2009г. (Протокол ГКЗ РК №941-10-У от 24.06.2010г). Начальные геологические/ извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили 2960тыс.т/838тыс.т; по категории C_2 – 336тыс.т/89тыс.т. Начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории C_1 составили 26,8млн.м³/7,6млн.м³; по категории C_2 – 3,2млн.м³/0,9млн.м³.

В 2015 году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа» (Протокол ГКЗ РК №1557-15-У от 21 мая 2015г) для уточнения геологического строения западного поля Южного крыла и грабена по данным сейсморазведки 3Д МОГТ и бурения 40 скважин. Начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по категории $B+C_1$ составили 3334тыс.т/1036,1тыс.т; по категории C_2 – 775тыс.т/157,3тыс.т. Начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории $B+C_1$ составили 29,9млн.м³/9,2млн.м³; по категории C_2 – 7,7млн.м³/1,6млн.м³.

В 2020 году выполнен «Пересчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.05.2020г» (Протокол ГКЗ РК №2233-20-У 25.11.2020г). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям $B+C_1$ составили 3826/1219 тыс. т, по категории C_2 геологические/извлекаемые запасы составили 541/105 тыс. т, а в сумме по категориям $B+C_1+C_2$ запасы составили 4367/1324 тыс. т.

Геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа по категориям В+С₁ составили 37,5/11,9 млн. м³, запасы категорий С₂ составили 5,5/1,1 млн. м³, а в сумме по категориям В+С₁+С₂ составили 43,0/13,0 млн. м³.

В 2024 году выполнен «Пересчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 02.01.2024г» (Протокол ГКЗ РК №2699-24-У 17.09.2024г). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям В+С₁ составили 4369/1336 тыс. т, по категории С₂ геологические/извлекаемые запасы составили 439/58 тыс. т, а в сумме по категориям В+С₁+С₂ запасы составили 4808/1394 тыс. т. Геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа по категориям В+С₁ составили 46/14 млн. м³, запасы категорий С₂ составили 5/1 млн. м³, а в сумме по категориям В+С₁+С₂ составили 51/15 млн. м³.

В 2025г был составлен «Прирост запасов нефти и газа месторождения Уаз Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 01.10.2025 г. В целом по месторождению Уаз, с учетом прироста и перевода запасов, начальные геологические/извлекаемые запасы составили: нефти — по категориям В+С₁ 4530/1380 тыс. т, по категории С₂ — 456/58 тыс. т; растворенного газа — по категориям В+С₁ составляют 50/15 млн м³, по категории С₂ — 6/1 млн м³; свободного газа — по категории С₂ — 2,5/1,5 млн м³; газа в газовых шапках — по категории С₁ — 1,4/0,8 млн м³, по категории С₂ — 12,6/6,8 млн м³ соответственно (Протокол ГКЗ РК №2793-25-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 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождения Уз (Протокол ГКЗ РК №2793-25-У 19.12.2025г)

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³	
							открытой пористости	нефтенасыщен-ности	пересчетный								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
в пределах горного отвода																	
II неокомский I пласт	западное поле	Н	C ₁	390	4,4	1728	0,31	0,57	0,978	0,923	276	0,156	43	10,6	2,9	0,5	
		ВН	C ₁	67	2,3	153	0,28	0,51	0,978	0,923	20	0,156	3	10,6	0,2	0,03	
	итого по западному полю		C ₁	457	4,1	1881					296		46		3	0,53	
	грабен I блок	Н	C ₁	49	5,3	263	0,32	0,61	0,978	0,923	46	0,156	7	10,6	0,5	0,1	
		ВН	C ₁	24	2,0	48	0,30	0,76	0,978	0,923	10	0,156	2	10,6	0,1	0,02	
	итого по грабен I блоку		C ₁	73	4,2	310					56		9		1	0,12	
	грабен II блок		ВН	C ₂	67	2,6	176	0,36	0,83	0,978	0,923	47	0,078	4	10,6	0,5	0,04
	итого по грабен II блоку		C ₂	67	2,6	176					47		4		0,5	0,04	
	грабен III блок		Н	C ₂	17	5,7	98	0,33	0,55	0,978	0,923	16	0,078	1,2	10,6	0,17	0,01
	итого по грабен III блоку		C ₂	17	5,7	98					16		1,2		0,17	0,01	
	грабен IV блок		ВН	C ₂	54	1,0	52	0,26	0,43	0,978	0,923	5	0,078	0,4	10,6	0,05	0,00
	итого по грабен IV блоку		C ₂	54	1,0	52					5		0,4		0	0	
	грабен V блок		Н	C ₁	56	2,4	137	0,27	0,51	0,978	0,923	17	0,156	3,0	10,6	0,18	0,03
	итого по грабен V блоку		C ₁	56	2,4	137					17		3,0		0,18	0,03	
за пределами горного отвода																	
	грабен V блок	Н	C ₁	7	2,0	14	0,27	0,51	0,978	0,923	2	0,078	0,0	10,6	0,02	0,00	
Всего по II неокомскому горизонту 1 пласт в пределах горного отвода			C ₁	586	4,0	2328					369		58		3,9	0,7	
			C ₂	140	2,9	410					68		6		1	0,06	

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
в пределах горного отвода																
II неокомский 2пласт	западное поле	ВН	C ₂	21	0,9	18	0,23	0,45	0,978	0,923	1,7	0,078	0,1	10,6	0,02	0,001
	итого по западному полю		C ₂	21	0,9	18					1,7		0,1		0,02	0,001
	грабен II блок	Н	C ₂	130	2,8	367	0,30	0,59	0,978	0,923	59	0,078	5	10,6	0,6	0,1
		ВН	C ₂	65	1,7	109	0,33	0,52	0,978	0,923	17	0,078	1	10,6	0,2	0,01
	итого по грабен II блоку		C ₂	195	2,4	476					76		6		0,8	0,1
	грабен V блок	Н	C ₁	54	2,4	130	0,32	0,46	0,981	0,894	17,0	0,156	3,0	10,2	0,2	0,0
			C ₂	87	1,6	140	0,32	0,46	0,981	0,894	18	0,078	1	10,2	0,2	0,01
	итого по грабен V блоку		C ₁	54	2,4	130					17		3		0,2	0,0
			C ₂	87	1,6	140					18		1		0,2	0,0
за пределами горного отвода																
II неокомский 2пласт	грабен V блок	Н	C ₁	5	2,0	10	0,32	0,46	0,981	0,894	1	0,156	0	10,2	0,0	0,0
			C ₂	6	0,8	5	0,32	0,46	0,981	0,894	1	0,078	0	10,2	0,0	0,00
Всего по II неокомскому горизонту 2 пласт в пределах горного отвода			C ₁	54	2,4	130					17		3		0,2	0,03
			C ₂	303	2,1	634					96		7		1,0	0,1
в пределах горного отвода																
Ю-I	западное поле	Н	C ₁	135	3,0	405	0,32	0,58	0,975	0,896	66	0,273	18	9,9	0,7	0,2
			C ₂	42	2,0	86	0,32	0,58	0,975	0,896	14	0,136	2	9,9	0,1	0,02
		ВН	C ₁	55	1,6	90	0,32	0,58	0,975	0,896	15	0,273	4	9,9	0,1	0,04
			C ₂	39	1,0	39	0,32	0,58	0,975	0,896	6	0,136	1	9,9	0,06	0,01
	итого по западному полю		C ₁	190	2,6	495					81		22		0,8	0,24
			C ₂	81	1,5	125					20		3		0,2	0,03
	грабен III блок	Н	C ₂	78	0,9	70	0,31	0,56	0,975	0,896	11	0,136	1	9,9	0,1	0,01
		ВН	C ₂	46	0,9	42	0,31	0,56	0,975	0,896	6,4	0,136	0,9	9,9	0,06	0,009
	итого по грабен III блоку		C ₂	124	0,9	112					17,4		2		0,2	0,02
Всего по Ю-I горизонту в пределах горного отвода			C ₁	190	2,6	495					81		22		0,8	0,2
			C ₂	205	1,2	237					37		5		0,3	0,05

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
в пределах горного отвода																
Ю-П 1 пласт	западное поле	Н	C ₂	80	1,3	101	0,31	0,53	0,975	0,896	14	0,164	2	9,9	0,1	0,02
		ВН	C ₁	22	1,5	33	0,29	0,56	0,975	0,896	5	0,329	2	9,9	0,05	0,02
			C ₂	20	1,2	23	0,29	0,56	0,975	0,896	3	0,164	1	9,9	0,0	0,00
	итого по западному полю	C ₁	22	1,5	33					5		2		0,05	0,02	
		C ₂	100	1,2	124					17		3		0,1	0,02	
Всего по Ю-П горизонту 1 пласт в пределах горного отвода			C ₁	22	1,5	33					5		2		0,05	0,02
			C ₂	100	1,2	124					17		3		0,14	0,02
в пределах горного отвода																
Ю-П 2 пласт	западное поле	ГН	C ₂	12	1,1	13	0,31	0,65	0,975	0,896	2	0,164	0,3	9,9	0,02	0,003
		Н	C ₂	77	1,8	138	0,32	0,59	0,975	0,896	23	0,164	4	9,9	0,2	0,04
		ВН	C ₂	31	1,1	34	0,32	0,59	0,975	0,896	6	0,164	1	9,9	0,06	0,01
	итого по западному полю		C ₂	120	1,5	185					31		5		0,28	0,05
Всего по Ю-П горизонту 2 пласт в пределах горного отвода			C ₂	120	1,5	185					31		5		0,28	0,05
в пределах горного отвода																
Ю-III	западное поле	Н	В	92	21,7	2001	0,34	0,68	0,9754	0,896	412	0,327	135	9,9	4	1
		ВН	В	756	13,7	10340	0,33	0,71	0,9754	0,896	2122	0,327	694	9,9	21	7
	итого по западному полю		В	848	14,5	12342					2534		829		25	8
	грабен I блок	Н	C ₁	128	3,4	435	0,34	0,61	0,9754	0,896	79	0,327	26	9,9	1	0,3
		ВН	C ₁	47	9,4	441	0,34	0,61	0,9754	0,896	81	0,327	27	9,9	0,8	0,3
	итого по грабен I блоку		C ₁	175	5,0	876					160		52		1,6	0,6
	грабен II блок	Н	C ₂	159	2,9	457	0,33	0,64	0,975	0,896	84	0,164	14	9,9	1	0,1
	итого по грабен II блоку		C ₂	159	2,9	457					84		14		1	0,1
	грабен IV блок	Н	C ₁	10	1,4	14	0,31	0,56	0,975	0,896	2	0,327	1	9,9	0	0,01
		ВН	C ₁	29	1,3	39	0,31	0,56	0,975	0,896	6	0,327	2	9,9	0	0,02
C ₂			17	1,4	23	0,31	0,56	0,975	0,896	3	0,164	0	9,9	0,0	0,00	

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-III	грабен V блок	Н	C ₂	71	1,4	96	0,29	0,49	0,975	0,896	12	0,164	2	9,9	0,1	0,02
Всего по Ю-III горизонту в пределах горного отвода			B	848	14,5	12342					2534		829		25,1	8,2
			C₁	214	4,3	929					168		55		1,7	0,6
			B+C₁	1063	12,5	13270					2702		884		26,8	8,8
			C₂	247	2,3	576					99		16		0,9	0,2
в пределах горного отвода																
Ю-IV	западное поле	Н	C ₁	18	3,3	59	0,32	0,57	0,975	0,896	9	0,329	3	9,9	0,1	0,03
		ВН	C ₁	64	2,3	148	0,32	0,67	0,975	0,896	28	0,329	9	9,9	0,3	0,09
	итого по западному полю		C ₁	82	2,5	207					37		12		0,4	0,12
	грабен I блок	Н	C ₁	53	2,8	147	0,34	0,66	0,975	0,896	29	0,329	10	9,9	0,3	0,03
		ВН	C ₁	15	1,8	27	0,34	0,66	0,975	0,896	5	0,329	2	9,9	0,05	0,02
	итого по грабен I блоку		C ₁	68	2,6	174					34		11		0,3	0,05
Всего по Ю-IV горизонту в пределах горного отвода			C₁	150	2,5	381					71		23		0,7	0,2
в пределах горного отвода																
Ю-V	западное поле "а" блок	ВН	B	44	5,3	233	0,32	0,54	0,980	0,898	35	0,299	11	9,9	0,3	0,1
	западное поле "б" блок	ВН	B	372	7,7	2870	0,31	0,59	0,980	0,898	464	0,299	139	9,9	4,6	1,4
	итого по западному полю		B	416	7,5	3103					499		149		5	2
	грабен I блок	ВН	C ₁	39	15,1	585	0,33	0,62	0,980	0,898	105	0,299	31	9,9	1,0	0,3
	итого по грабен I блоку		C ₁	39	15,1	585					105		31		1,0	0,3
	грабен II блок	ВН	C ₁	109	10,9	1192	0,33	0,62	0,980	0,898	220	0,299	66	9,9	2,2	0,7
	итого по грабен II блоку		C ₁	109	10,9	1192					220		66		2,2	0,7
	грабен III блок	ВН	B	13	6,9	92	0,35	0,70	0,980	0,898	20	0,299	6	9,9	0,2	0,06
C ₁			21	15,5	330	0,35	0,70	0,980	0,898	73	0,299	22	9,9	0,7	0,22	

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.3.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-V	итого по грабен III блоку		B	13	6,9	92					20		6		0,2	0,06
			C ₁	21	15,5	330					73		22		0,7	0,22
	грабен IV блок	ГН	C ₁	31	5,2	161	0,32	0,50	0,964	0,894	22	0,299	7	22,2	0,5	0,2
		ВН	C ₁	11	1,9	21	0,32	0,50	0,964	0,894	3	0,299	1	22,2	0,1	0,0
	итого по грабен IV блоку		C ₁	42	4,3	182					25		8		0,6	0,2
	грабен V блок	ГН	C ₁	45	5,0	225	0,29	0,50	0,964	0,894	28	0,299	8	22,2	0,6	0,2
			C ₂	84	5,3	449	0,29	0,50	0,964	0,894	56	0,150	8	22,2	1,2	0,2
		ВН	C ₁	5	2,0	10	0,29	0,50	0,964	0,894	1	0,299	0	22,2	0,0	0,0
	итого по грабен IV блоку		C ₁	50	4,7	235					29		8		0,6	0,2
			C ₂	84	5,3	449					56		8		1,2	0,2
Всего по Ю-V горизонту в пределах горного отвода			B	429	7,4	3195					519		155		5	2
			C ₁	261	8,8	2289					452		135		5	1,4
			B+C ₁	690	7,9	5483					971		290		10	3
			C ₂	84	5	449					56		8		1	0,2
в пределах горного отвода																
Ю-VI	грабен I блок	H	C ₂	42	2,2	93	0,31	0,59	0,980	0,900	15	0,159	2	11,9	0,2	0,02
		ВН	C ₂	13	1,2	15	0,31	0,59	0,980	0,900	2	0,159	0,3	11,9	0,0	0,00
	итого по грабен I блоку		C ₂	55	2,0	108					17		2		0,2	0,02
	грабен II блок	ВН	C ₁	125	2,4	300	0,32	0,61	0,980	0,900	52	0,318	17	11,9	0,6	0,2
	итого по грабен II блоку		C ₁	125	2,4	300					52		17		0,6	0,2
	грабен III блок	H	C ₁	55	3,6	199	0,33	0,56	0,980	0,900	32	0,318	10	11,9	0,4	0,1
		ВН	C ₁	48	1,8	85	0,35	0,57	0,980	0,900	15	0,318	5	11,9	0,2	0,1
	итого по грабен III блоку		C ₁	103	2,8	284					47		15		0,6	0,2

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-VI	грабен IV блок	Н	C ₁	14	2,1	29	0,26	0,41	0,980	0,900	3	0,318	1	11,9	0,0	0,01
		ВН	C ₁	17	2,1	36	0,26	0,41	0,980	0,900	3	0,318	1	11,9	0,0	0,01
		Н	C ₂	14	2,1	28	0,26	0,41	0,980	0,900	3	0,159	0	11,9	0,0	0,00
	итого по грабен IV блоку	C ₁	31	2,1	65					6		2		0,0	0,01	
		C ₂	14	2,1	28					3		0		0,0	0,0	
Всего по Ю-VI горизонту в пределах горного отвода			C ₁	259	2,5	649					105		34		1,2	0,4
			C ₂	55	2,0	108					20		2		0,2	0,02
в пределах горного отвода																
Ю-VII	западное поле	Н	C ₁	16	1,8	29	0,32	0,70	0,959	0,889	6	0,318	2	22,9	0,1	0,04
		ВН	C ₁	31	1,2	38	0,32	0,70	0,959	0,889	7	0,318	2	22,9	0,2	0,1
	итого по западному полю		C ₁	47	1,4	67					13		4		0,3	0,1
	грабен I блок	Н	C ₂	33	0,9	30	0,32	0,69	0,959	0,889	6	0,159	1	22,9	0,1	0,02
		ВН	C ₂	4	0,9	3	0,32	0,69	0,959	0,889	1	0,159	0,2	22,9	0,02	0,00
	итого по грабен I блоку		C ₂	37	0,9	33					7		1,2		0,16	0,02
	грабен IV блок	Н	C ₁	10	3,1	31	0,3	0,45	0,959	0,889	4	0,318	1,3	22,9	0,09	0,03
		ВН	C ₁	17	2,2	37	0,3	0,45	0,959	0,889	4	0,318	1,4	22,9	0,10	0,03
		Н	C ₂	13	3,0	39	0,3	0,45	0,959	0,889	4	0,159	1,0	22,9	0,09	0,02
	итого по грабен IV блоку		C ₁	27	2,5	68					8,3		2,7		0,2	0,1
			C ₂	13	3,0	39					4,0		1,0		0,1	0,0
Всего по Ю-VII горизонту в пределах горного отвода			C ₁	74	1,8	135					21		6,8		0,5	0,2
			C ₂	37	0,9	33					11		2,2		0,3	0,04

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.0.1																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
в пределах горного отвода																
Ю-VIII	западное поле	Н	C ₁	13	10,6	132	0,26	0,55	0,959	0,889	16	0,318	5	22,9	0	0,1
		ВН	C ₁	61	3,9	237	0,28	0,70	0,959	0,889	40	0,318	13	22,9	1	0,3
	итого по западному полю		C ₁	73	5,1	369					56		18		1	0,4
	грабен I блок	Н	C ₁	25	6,4	161	0,28	0,61	0,959	0,889	23	0,318	7	22,9	0,5	0,1
		ВН	C ₁	74	2,6	189	0,28	0,61	0,959	0,889	27	0,318	9	22,9	1	0,2
	итого по грабен I блоку		C ₁	99	3,5	349					50		16		1	0,3
	грабен V блок	ВН	C ₁	26	4,8	125	0,32	0,56	0,959	0,889	19	0,318	6	22,9	0,4	0,2
			C ₂	45	1,9	87	0,32	0,56	0,959	0,889	13	0,159	2	22,9	0	0,1
	итого по грабен V блоку		C ₁	26	4,8	125					19		6		0	0,2
			C ₂	45	1,9	87					13		2		0	0,1
Всего по Ю-VIII горизонту в пределах горного отвода			C ₁	198	4,3	844					125		40		3	1
			C ₂	45	1,9	87					13		2		0,3	0,1
в пределах горного отвода																
Ю-IX	западное поле	Н	C ₁	32	1,3	41	0,26	0,55	0,959	0,889	5	0,318	2	22,9	0,1	0,04
		ВН	C ₁	17	1,2	19	0,28	0,70	0,959	0,889	3	0,318	1	22,9	0,1	0,02
	итого по западному полю		C ₁	49	1,2	60					8		3		0,2	0,1
	грабен I блок	Н	C ₁	19	0,5	9	0,28	0,68	0,959	0,889	1	0,318	0,3	22,9	0,0	0,01
		ВН	C ₁	7	0,5	3	0,28	0,68	0,959	0,889	0	0,318	0	22,9	0,0	0,00
	итого по грабен I блоку		C ₁	26	0,5	11					1		0,3		0,02	0,01
Всего по Ю-IX горизонту в пределах горного отвода			C ₁	74	1,0	71					9		3		0,2	0,1
в пределах горного отвода																
Ю-X	западное поле	ГН	C ₂	7	2,9	21	0,28	0,66	0,959	0,889	3	0,159	1	22,9	0,1	0,01
		Н	C ₂	3	5,0	16	0,24	0,55	0,959	0,889	2	0,159	0,3	22,9	0,05	0,01
		ВН	C ₂	13	2,3	31	0,24	0,55	0,959	0,889	3	0,159	0,5	22,9	0,07	0,01
	итого по западному полю		C ₂	24	2,9	68					8		1		0,2	0,03

Продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 230.1																
Ю-Х	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	грабен I блок	Н	C ₁	28	5,0	138	0,26	0,65	0,959	0,889	20	0,318	6	22,9	0,46	0,15
		ВН	C ₁	7	1,8	12	0,26	0,65	0,959	0,889	2	0,318	0,6	22,9	0,05	0,01
	итого по грабен I блоку			C ₁	34	4,4	150					22		7		0,5
Всего по Ю-Х горизонту в пределах горного отвода			C ₁	34	4,4	150					22		7		0,5	0,16
			C ₂	24	2,9	68					8		1		0,2	0,03
в пределах горного отвода																
Т	западное поле	Н	C ₁	39	2,7	106	0,21	0,46	0,900	0,826	8	0,225	2,0	54,0	0,4	0,11
		ВН	C ₁	54	1,3	72	0,21	0,46	0,900	0,826	5	0,225	1,0	54,0	0,3	0,05
	итого по западному полю		C ₁	93	1,9	178					13		3		0,7	0,2
	грабен I блок	Н	C ₁	47	3,4	161	0,23	0,57	0,900	0,826	15,7	0,225	4,0	54,0	0,9	0,22
		ВН	C ₁	12	2,3	28	0,23	0,57	0,900	0,826	3	0,225	1,0	54,0	0,2	0,05
	итого по грабен I блоку			C ₁	59	3,2	189					18		5,0		1,0
Всего по Т горизонту в пределах горного отвода			C ₁	152	2,4	367					31		8		2	0,4
Всего по месторождению в пределах горного отвода			В			15536					3053		984		30	10
			C ₁			8671					1477		396		19	5
			В+С ₁			24207					4530		1380		50	15
			C ₂			2824					456		58		6	1
Всего по месторождению за пределами горного отвода			C ₁			10					3		0		0	0
			C ₂			5					1		0		0	0
Итого по месторождению			В			15536					3053		984		30	10
			C ₁			8695					1480		396		19	5
			В+С ₁			24231					4533		1380		50	15
			C ₂			2829					457		58		6	1

Таблица 2.5.2 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов газа газовых шапок месторождения Уз (Протокол ГКЗ РК №2793-25-У 19.12.2025г)

Таблица 2.3.2 Сводная таблица подсчетных параметров, запасов газа газовых шапок месторождения «Аз» (протокол ГРЭПР №27/93 от 10.12.2001)																		
Горизонт, пласт	Блок	Зона	Категория	Вид газа	Площадь газоносности, тыс. м ²	Средневзв-я газонасыщ-я толщина, м	Объем газонас-х пород, тыс. м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, Мпа		Поправка за откл. от закона Б-М		Поправка за темпера-туру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Начальные геол-е запасы газа, млн.м3	Коэффициент извлечения газа	Начальные извл-е запасы газа, млн.м3
								пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	начальное	конечное					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
II неокомский 2пласт	V	Г	C2	ГШ	67	2,6	175	0,28	0,48	3,65	0,1	1,075	1	0,983	9,7	0,9	0,6	0,5
		ГН			55	1,9	102	0,28	0,48	3,65	0,1	1,075	1	0,983	9,7	0,5	0,6	0,3
	Итого по V блоку				122	2,3	277								1,4		0,8	
II неокомский 2пласт	V	Г	C2	ГШ	7	2,6	18	0,28	0,48	3,65	0,1	1,075	1	0,983	9,7	0,1	0,6	0,1
		ГН			4	1,8	7	0,28	0,48	3,65	0,1	1,075	1	0,983	9,7	0,0	0,6	0,0
	Итого по V блоку				11	2,3	25								0,1		0,1	
Ю-II 2 пл	западное поле	Г	C ₂	ГШ	9	2,9	25	0,31	0,65	5	0,1	2,6	1	0,983	9,7	0,6	0,6	0,4
		ГН	C ₂	ГШ	12	2,3	28	0,31	0,65	5	0,1	2,6	1	0,983	9,7	0,7	0,6	0,4
Ю-IV	грабен II блок	Г	C ₂	СГ	42	1,6	67	0,34	0,78	5	0,1	2,6	1	0,983	9,7	2,2	0,6	1,3
		ГВ	C ₂	СГ	3	1,1	3	0,34	0,78	5	0,1	2,6	1	0,983	9,7	0,1	0,6	0,1
Ю-V	грабен IV блок	ГН	C ₁	ГШ	32	4,2	135	0,28	0,59	5,9	0,1	1,13	1	0,970	9,7	1,4	0,6	0,8
	грабен V блок		C ₂	ГШ	128	4,7	599	0,33	0,79	5,9	0,1	1,13	1	0,970	9,7	9,6	0,6	5,8
Ю-IX	грабен III блок	Г	C ₂	СГ	10	0,9	9	0,28	0,68	5,1	0,1	2,5	1	0,983	9,7	0,2	0,6	0,1
		ГВ	C ₂	СГ	2	0,9	2	0,28	0,68	5,1	0,1	2,5	1	0,983	9,7	0,0	0,6	0,0

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
в пределах горного отвода																		
Ю-Х	западн ое поле	ГН	C ₂	ГШ	7	2,1	16	0,28	0,66	5,1	0,1	2,5	1	0,983	9,7	0,3	0,6	0,2
Всего по горизонтам газа газовой шапки в пределах горного отвода			C ₁	ГШ												1,4		0,8
			C ₂	ГШ												12,6		6,8
Всего по горизонтам свободного газа в пределах горного отвода			C ₂	СГ												2,5		1,5
Итого по горизонтам газа газовой шапки+свободного газа			C ₁	ГШ												1,4		0,8
			C ₂	ГШ+СГ												15,1		8,3
Всего по горизонтам газа газовой шапки за пределами горного отвода			C ₂	ГШ												0,1		0,1

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

3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетического состояния залежей

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) проведен на основе данных, предоставленных НГДУ «Кайнармунайгаз». Информация по ГДИС может использоваться для оценки эффективности применяемой системы разработки, оценки энергетического состояния залежи, подбора оптимального режима и способа эксплуатации скважин.

На месторождении Уаз с целью уточнения данных о гидродинамических свойствах разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования проводится комплекс гидродинамических исследований, включающий:

- Исследования методом кривой восстановления уровня (КВУ);
- Исследования методом кривой падения давления (КПД);
- Исследование методом установившихся отборов (МУО);

С начала разработки на месторождении проведены 155 ГДИС по 53 скважинам, в том числе 98 исследований МУО, 14 КВУ, 29 КПД, 7 КВД и 7 МУО с последующим закрытием на исследование КВД/КВУ (МУО+КВД/КВУ). Из них за анализируемый период (2022-01.01.2026гг) проведено 13 исследований КПД, 7 КВД, 11 МУО и 2 совместные исследования МУО+КВД.

Таблица 3.1.1 – Количество и виды проведенных гидродинамических исследований за 2022-2025гг.

Объект	Вид исследования								Всего исследований
	МУО		КПД		КВД		МУО+КВД		
	СКВ.	ИССЛ.	СКВ.	ИССЛ.	СКВ.	ИССЛ.	СКВ.	ИССЛ.	
I	6	6	7	9	2	2	1	1	18
II	3	3	2	4	2	2	-	-	9
I Возвр.	1	1	-	-	1	1	-	-	2
III Возвр.	1	1	-	-	2	2	-	-	3
T	-	-	-	-	-	-	1	1	1
Итого:	11	11	9	13	7	7	2	2	33

Таблица 3.1.2 – Распределение видов исследования по объектам с начала разработки

Объект	Вид исследований										Всего исследований
	МУО		КВУ		КПД		КВД		МУО+ КВД/КВУ		
	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	иссл.	
I	37	87	7	10	8	20	2	2	5	5	124
II	7	9	3	4	4	9	2	2	1	1	25
I Возвр.	1	1	-	-	-	-	1	1	-	-	2
III Возвр.	1	1	-	-	-	-	2	2	-	-	3
T	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
Итого:	46	98	9	14	12	29	7	7	7	7	155

По результатам исследований была построена индикаторная кривая, по наклону которой определен коэффициент продуктивности.

В большинстве случаев при построении индикаторных диаграмм режимные точки ложатся на одной прямой линии, то есть аппроксимирующая прямая, проходящая через начало координат, хорошо коррелируется с данными. Наглядным примером может служить, индикаторная кривая по скважине №68 (рис. 3.1.1).

В результате исследований на неустановившихся режимах определяются фильтрационные параметры пласта, состояния призабойной зоны. Обработка данных исследований проводилась с помощью специализированного программного продукта «Saphir». По результатам интерпретации в специализированных программных обеспечениях были определены следующие параметры: модель течения, проницаемость, скин-фактор, пластовое давление, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

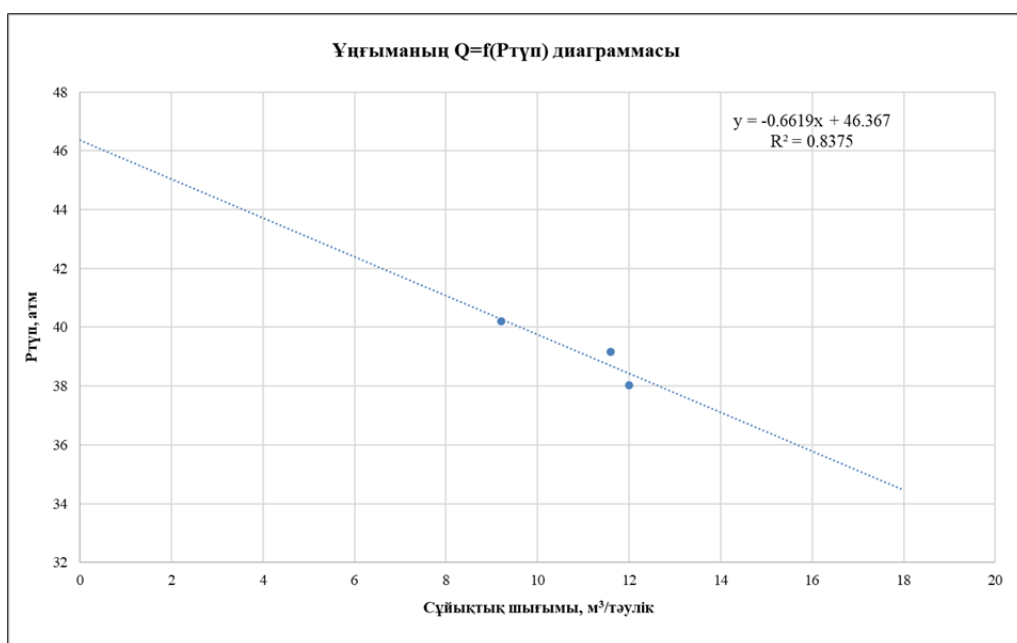


Рис. 3.1.1 – Индикаторная диаграмма по скважине №68

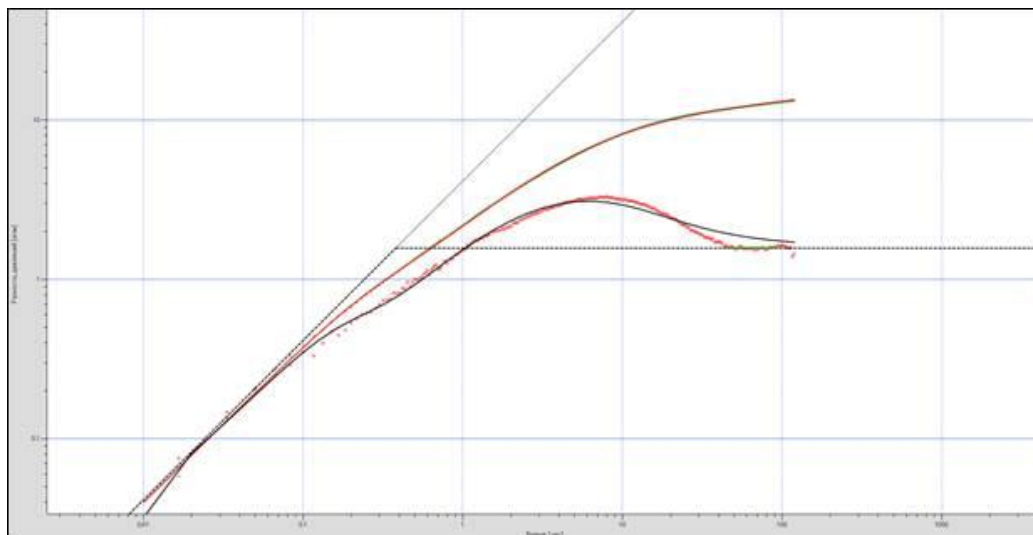


Рис. 3.1.2 – Диагностический график исследования КВД по скважине №70

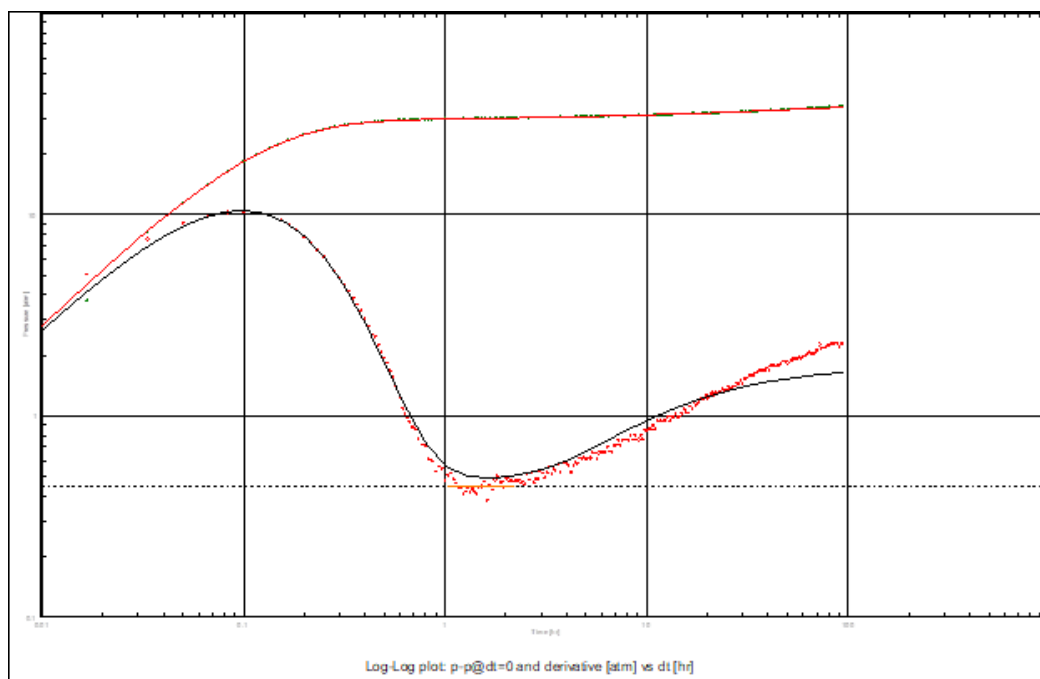


Рис. 3.1.3 – Диагностический график исследования КПД по скважине №20

Проведенные исследования глубинными манометрами показывают высокую достоверность результатов, которую можно наглядно оценить по диагностическим графикам исследований, указанные ниже на рисунках 3.1.2 и 3.1.3.

Результаты ГДИС по объектам представлены в таблице 3.1.2.

В I объект входят горизонты Ю-II 1 пласт, Ю-III. Данный объект является наиболее изученным гидродинамическими исследованиями. За период 2022-2025гг по данному объекту было проведено 6 исследований МУО, 9 исследований КПД, 2 исследований КВД, и 1 совместное исследование МУО+КВД. По результатам проведенных исследований в целом по данному объекту среднее значение проницаемости в районах добывающих скважин составило $364,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², при интервале изменения $24,1 \cdot 2360^{-3}$ мкм². Такой широкий интервал изменения проницаемости указывает на определенную неоднородность свойств пластов. Значения коэффициента продуктивности скважин изменяется в интервале от 11,2 до 100,6 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 51,3 м³/(сут*МПа), среднее значение гидропроводности на уровне $1,13 \cdot 10^{-12}$ м³/МПа*с, а значение пьезопроводности составило 0,54 м²/с.

Ко II объекту приурочен горизонт Ю-V. За последние 3 года на объекте были проведены 3 исследований МУО, 4 исследования КПД и 2 исследования КВД. По данному объекту значение продуктивности по нефти изменяется в интервале 9,4-45,3 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 22,7 м³/(сут*МПа). Рассчитанные значения проницаемости по скважинам варьируются в диапазонах от 102 до $678 \cdot 10^{-3}$ мкм², составляя в среднем $310,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

К III возвратному объекту относятся среднеюрские горизонты Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII;

Ю-IX. Фильтрационные параметры определены по результатам одной скважины №70. Значение коэффициента продуктивности скважин составляет $7,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, значение проницаемости составляет $317 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, гидропроводность на уровне $0,08 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3/\text{мПа} \cdot \text{с}$, а значение пьезопроводности составило $0,043 \text{ м}^2/\text{с}$.

По горизонту Т фильтрационные параметры определены по результатам одной скважины №74. Значение коэффициента продуктивности скважин составляет $0,48 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, значение проницаемости составляет $35,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, гидропроводность на уровне $0,84 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3/\text{мПа} \cdot \text{с}$, а значение пьезопроводности составило $0,087 \text{ м}^2/\text{с}$.

Таким образом, анализ проводимых на месторождения ГДИС показал, что скважины I объекта и обладают относительно высокой продуктивностью по сравнению с остальными объектами.

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин по объектам

Наименование	ПР-2022г				ДПР-2026г			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	СКВ.	ИЗМ.			СКВ.	ИЗМ.		
I объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	4,89-5,25	5,12	-	-	4,89-5,25	5,12
Пластовая температура, °С	-	-	24,1-32,6	27,78	-	-	24,1-32,6	27,93
Коэффициент продуктивности по жидкости, м³/(сут*МПа)	7	9	2,95-60,99	19,82	7	7	11,2-100,6	51,3
Коэффициент приемистости, м³/сут·МПа	6	6	7,8-28,5	18,3	7	10	7,8-34,3	20,9
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/мПа*с	12	12	0,05-8,73	1,13	9	12	0,05-8,73	1,13
Пьезопроводность, м²/с	12	12	0,0003-3,40	0,35	9	12	0,024-3,0	0,54
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	9	9	24,1-2487,9	444,6	9	12	24,1-2360	364,8
II объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	5,17-5,71	5,42	-	-	5,17-5,71	5,63
Пластовая температура, °С	-	-	23,1-28,6	25,6	-	-	23,1-28,6	25,6
Коэффициент продуктивности по жидкости, м³/(сут*МПа)	2	2	2,21-84,64	20,64	3	3	9,4-45,3	22,7
Коэффициент приемистости, м³/сут·МПа	3	3	12,3-79,2	36,55	3	4	12,3-79,2	31,6
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/мПа*с	4	4	0,02-3,22	1,23	4	5	0,08-3,22	1,28
Пьезопроводность, м²/с	4	4	0,02-1,05	0,41	4	5	0,02-1,25	0,58
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	4	4	102,0-355,2	235,4	4	5	102,0-678,0	310,2
III Возвратный объект								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-	-	-	6,83
Пластовая температура, °С	-	-	-	-	-	-	-	31,3
Коэффициент продуктивности по жидкости, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-	1	1	-	7,1
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м³/мПа*с	-	-	-	-	1	1	-	0,08
Пьезопроводность, м²/с	-	-	-	-	1	1	-	0,043
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	-	-	-	-	1	1	-	317
Горизонт Т								
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	-	1	1	-	8,64

Наименование	ПР-2022г				ДПР-2026г			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	изм.			скв.	изм.		
Пластовая температура, °С	-	-	-	-	1	1	-	35,0
Коэффициент продуктивности по жидкости, м ³ /(сут*МПа)	-	-	-	-	1	1	-	0,48
Гидропроводность, 10 ⁻¹² м ³ /мПа*с	-	-	-	-	1	1	-	0,84
Пьезопроводность, м ² /с	-	-	-	-	1	1	-	0,087
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	-	-	-	-	1	1	-	35,5

Характеристика энергетического состояния залежи

Месторождение характеризуется активными законтурными водами, залежи I и II объекта разрабатываются на активном водонапорном режиме с искусственным поддержанием пластового давления. Несмотря на то, что при осуществлении по I объекту приконтурного заводнения с компенсацией отборов около 60% пластовое давление по объекту практически не снизилось относительно начального. В то же время по II объекту даже при высокой компенсации отборов более 100%, также не наблюдается роста пластового давления, что говорит о большей роли в поддержании пластового давления именно активной законтурной и подошвенной воды.

На месторождении в целях контроля за разработкой и определения характеристики энергетического состояния залежей проводятся замеры уровней. Для анализа взяты результаты замеров статических и динамических уровней жидкости, а также результаты гидродинамических исследований скважин (КВУ, КПД, КВД, МУО). Количество проведенных замеров за анализируемый период (2021-2025гг) составляют:

- прямые замеры – 5 замеров по 5 скважинам;
- статических уровней жидкости – 49 замеров по 8 скважинам;
- динамических уровней жидкости – 9543 замеров по 47 скважинам;
- 34 гидродинамических исследований.

Пластовые и забойные давления при пересчете статических и динамических уровней приведены на отметку ВНК.

Расчет производится следующим образом:

$$P_{\text{прив}} = P_{\text{зам}} + 0,1 * \rho_{\text{ж}} * (H_{\text{прив}} - H_{\text{зам}}) \quad (1)$$

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{в}} * W/100\% + \rho_{\text{н}} * (1 - W/100\%) - \text{плотность жидкости, г/см}^3 \quad (2)$$

где,

$P_{\text{прив}}$ – пластовое давление, приведенное на ВНК, МПа;

$P_{\text{зам}}$ – замеренное пластовое давление, МПа;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, г/см³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, г/см³;

W – обводненность продукции (весовая), %;

$H_{\text{зам}}$ – глубина замера, м;

$H_{\text{прив}}$ – глубина приведения на ВНК, м.

0,1 – градиент давления воды, атм/м;

При определении пластового давления погрешности допускаются при учете плотности жидкости. Как видно из второй формулы, плотность жидкости напрямую зависит от обводненности. Из этого следует, что, чем больше обводненность продукции, тем больше плотность жидкости, соответственно расчетные давления имеют большие значения. Учитывая вышеизложенное, полученные результаты необходимо использовать для обобщенного анализа. Ниже приводится описание текущего энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Значения начальных и текущих пластовых давлений по объектам приведены в таблице 3.1.3. Следует отметить, что в таблице представлено количество замеров и исследований, проведенных за последние 5 лет, при этом текущие пластовые и забойные давление рассчитывались по замерам, проведенным в течение последних 6 месяцев (при малом количестве замеров – за последний год), а следовательно, имеют оценочный расчетный характер, т.к. не отражают показатели работы все эксплуатационного фонда полностью.

Таблица 3.1.3 – Распределение начального и текущего пластового давления по объектам

Объекты	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Снижение от начального, МПа
I	5,12	4,9	3,6	1,85	0,22
II	5,63	5,0	4,2	3,0	0,63
III Возвр.	6,83	6,0	5,1	3,9	0,83
горизонт Г	8,64	8,64	3,4	8,3	0

I объект

На дату анализа на объекте работают 36 добывающих и 7 нагнетательных скважин. Принятое начальное пластовое давление составляет 5,12 МПа. Текущее пластовое давление изменяется в интервале от 4,1 МПа по скважине №69 до 5,7 МПа по скважине №71, в среднем составляя 4,9 МПа. В среднем по I объекту забойное давление составляет 3,6 МПа. Давление насыщения по I объекту составляет 1,85 МПа. Текущее пластовое давление по нагнетательным скважинам составляет 5,2 МПа.

Снижения пластового давления в районе добывающих скважин не наблюдается, что связано с эффективностью системы ППД и активностью приконтурных вод. Как видно из рисунков 3.1.4-3.1.6 все скважины работают с забойным давлением выше давления насыщения, динамика пластового давления приведена 2021-2025гг, карты изобар также

были построены по последним имеющимся данным замеров пластового давления и исследований ГДИС.

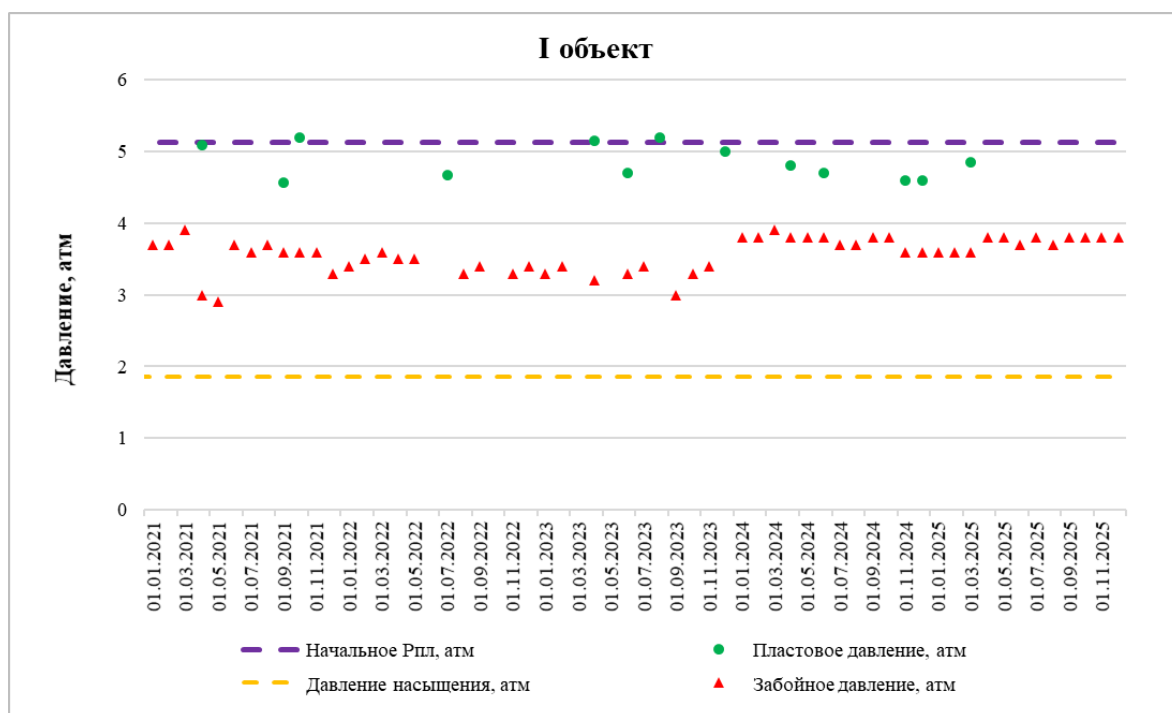


Рис. 3.1.4 – Динамика пластового и забойного давления по I объекту

II объект

На данном объекте работают 8 добывающих и 2 нагнетательных скважин. Начальное пластовое давление составило 5,63 МПа. Значение текущего пластового давления определено по 7 скважинам и изменяется от 4,1 до 5,7 МПа, составляя в среднем 5,0 МПа. По сравнению с начальным пластовым давлением уменьшилось на 0,63 МПа. Давление насыщения по объекту составляет 3,0 МПа. В среднем забойное давление составляет 4,2 МПа.

Согласно результатам проведенных замеров пластового давления и статических уровней, значительного снижения пластового давления по II объекту не наблюдается, что обеспечивается работой залежи на активном упруговодонапорном режиме.

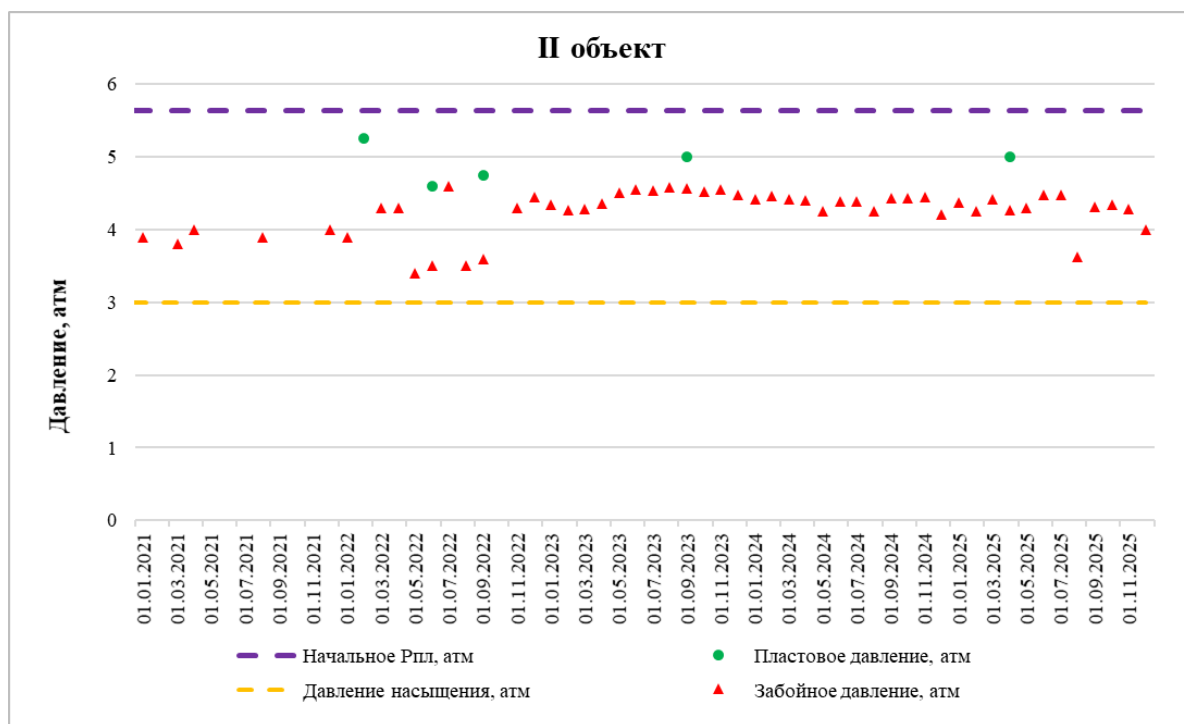


Рис. 3.1.5 – Динамика пластового давления по II объекту

III Возвратный объект

На данном объекте работают 2 добывающие скважины №№70,101. Начальное пластовое давление составило 6,83 МПа. Текущее пластовое давление составляет 6,0 МПа, забойное давление на уровне 5,1 МПа.

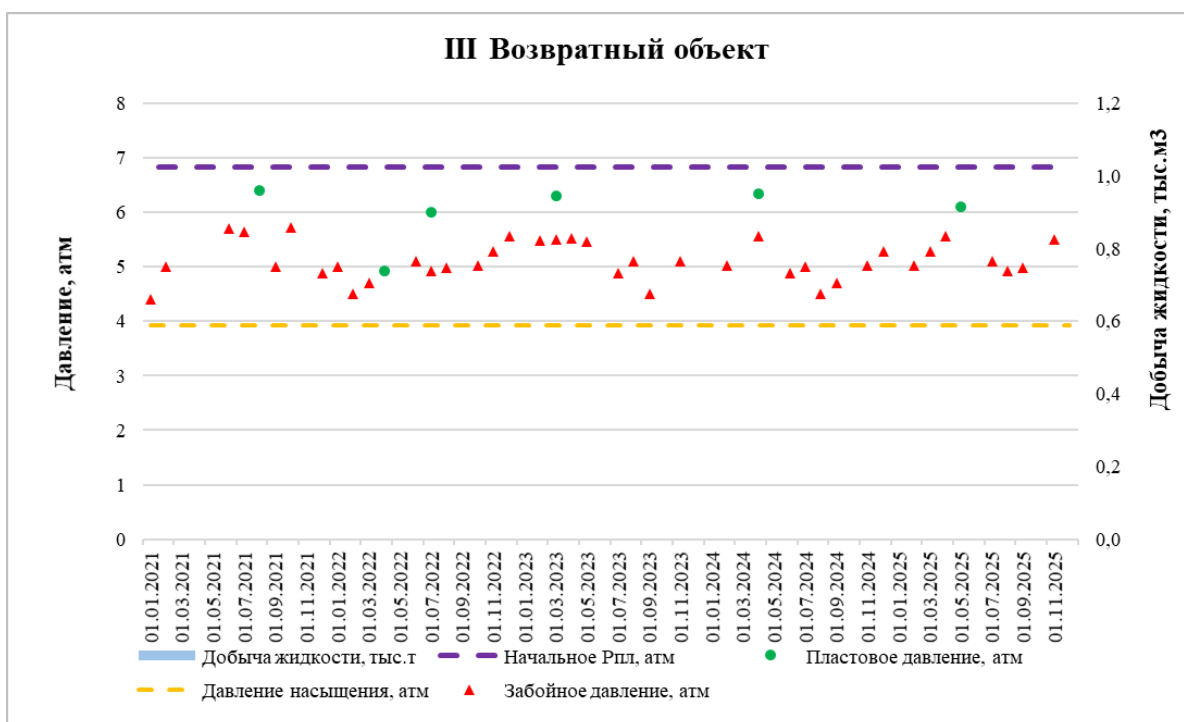


Рис. 3.1.6 – Динамика пластового давления по III Возвратному объекту

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение вступило в промышленную разработку в 2011г согласно «Технологической схеме разработки...» (2011г). В настоящее время действующим проектным документом является «Дополнение к проекту разработки...» 2025г (утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №66/18 от 23-24 сентября 2025г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2022г с выделением двух основных эксплуатационных и двух возвратных объектов разработки:

- **I объект** – горизонт Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонт Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт II неокомский 1 пласт;
- **II Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **III Возвратный объект** – горизонты Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII; Ю-IX, Ю-X.

В 2025г был выполнен и утвержден «Прирост запасов нефти и газа месторождения Уаз» (Протокол ГКЗ РК №2793-25-У от 19.12.2025г). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории в целом по месторождению В+С1 составили 4530/1380 тыс. т и увеличились на 161/44 тыс. т, по категории С2 геологические/извлекаемые запасы составили 457/58 тыс. т.

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

С начала разработки на месторождении всего пробурено 58 скважин. На 01.01.2026г пробуренный фонд скважин месторождения выглядит следующим образом:

- в фонде добывающих скважин – 45 ед., из них 34 ед. эксплуатируются ЭВН и 11 ед. ШГН;
- в фонде нагнетательных скважин – 9 ед., все скважины под закачкой;
- в консервации - 2 ед.
- в фонде ликвидированных скважин – 2 ед., все по геологическим причинам.
- скважины №№43, 52, 59 и 66 ведут одновременно-раздельную эксплуатацию на двух объектах.

Характеристика фонда скважин месторождения приведена в таблице 3.2.1. На рисунке 3.2.1 представлено распределение фонда скважин по объектам, из которого видно, что основная доля добывающих скважин эксплуатируются на I объекте (34 ед. или 77%).

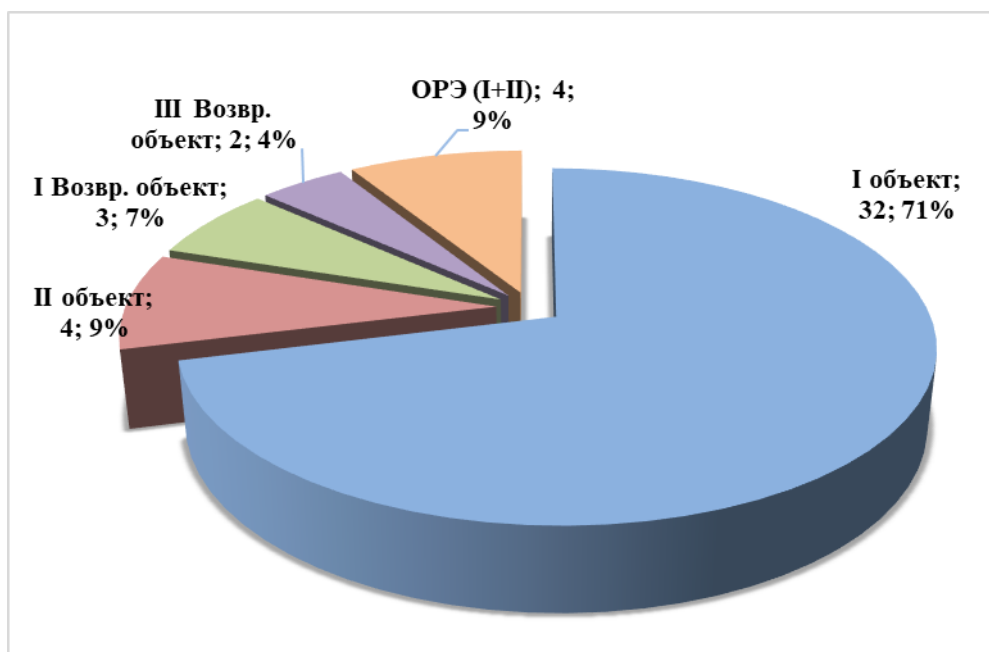


Рис. 3.2.1 – Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения и добывающих скважин по объектам на 01.01.2026г

I объект разработки (горизонты Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV)

По состоянию на 01.01.2026г эксплуатационный фонд скважин первого объекта составляет 32 ед. Из них:

- в фонде добывающих скважин – 32 ед. (24 ед. ЭВН и 8 ед. ШГН);
- в фонде нагнетательных скважин – 7 ед., все скважины под закачкой.

II объект (горизонт Ю-V)

На 01.10.2025г фонд скважин второго объекта составляет 4 ед. Из них:

- в фонде добывающих скважин – 2 ед.;
- в фонде нагнетательных скважин – 2 ед., все скважины под закачкой.

Стоит отметить, что скважины №№43,52,59,66 ведут одновременно-раздельную эксплуатацию на двух объектах (I+II).

I Возвратный объект (горизонт II неомком 1 пласт)

Эксплуатационный фонд скважин первого возвратного объекта составляет 3 ед. №№11,35,48.

II Возвратный объект (Ю-I)

В настоящее время объект не разрабатывается

III Возвратный объект (Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII; Ю-IX; Ю-X)

Эксплуатационный фонд скважин третьего возвратного объекта составляет 2 ед. №№70,101.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин месторождения на 01.01.2026г

Наименование	Характеристика фонда скважин	I объект	II объект	I Возвр.	III Возвр.	ОРЭ	Всего
Фонд добывающих	Действующее, из них:	32	4	3	2	4	45
	ЭВН	24 (4, 14, 34, 37, 38, 40, 41, 44, 45, 49, 53, 54, 55, 57, 60, 61, 62, 64, 67, 68, 69, 47, 72, 73)	2 (39, 65)	3 (11, 35, 48)	1 (70)	43 (I+II), 52 (I+II), 59 (I+II), 66 (I+II).	34
	ШГН	8 (12, 15, 16, 18, 19, 31, 32, 71)	2 (74, 102)	0	1 (101)		11
В консервации		2 (103, 104)					2
Фонд нагнет. скв	Всего под закачкой	7 (17,30,36, 42,46,56,63)	2 (20, 58)	0	0		9
Фонд поисковых скважин	Ликвидированные	2 (9, 10)					2
Всего пробурено скважин		58					

По состоянию на 01.01.2026г добывающие скважины работают со средним дебитом 3,3 т/сут по нефти и 24,0 т/сут по жидкости при средней обводненности скважин 86,1%.

Вариация среднегодового дебита нефти колеблется с 0,1 (по скважине №102) до 12,0 т/сут (по скважине №66), дебита по жидкости – с 0,2 т/сут (по скважине №35) до 20,9 т/сут (по скважине №32), обводненности – с 7,3% (скважина №59) до 99,7% (скважина №69). Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом с применением ШГН (11 ед.) и ЭВН (34 ед.).

Анализ эксплуатации действующего фонда скважин

Анализ показателей эксплуатации скважин позволил условно распределить добывающие скважины месторождения по дебитам нефти и обводненности на несколько групп. В таблицах 3.2.3-3.2.4 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин по месторождению в целом за период 2022-2024гг.

В 2022г наибольшее число скважин I объекта работают с дебитом нефти в диапазоне 1-5 т/сут и с обводненностью преимущественно в диапазоне 80-90%. С такими значениями по дебиту нефти и обводненности работают 76% и 55% скважин от общего фонда действующих скважин. С дебитом нефти менее чем 1 т/сут работают 5 скважин (15%), в диапазоне 5-10 т/сут 2 ед. (6%), больше 10 т/сут эксплуатируется 1 скважина №№72 (3%). Также с обводненностью в диапазоне 40-60% работает 1 ед. (3%), в диапазоне 60-80% числятся 7 скважин (21%), а более чем 90% работают 7 скважин (21%), отсутствуют скважины с обводненностью продукции до 40%.

За 2023г количества скважин с дебитами до 1 т/сут и выше 10 т/сут остались на

уровне с прошлым годом. Из группы от 1 до 5 т/сут вышла скв. №11 (в консервацию), а скважина №53 перешла со II объекта с дебитом 7,2 т/сут, горизонтальная скважина №73 вошла в группу с дебитами от 5 до 10 т/сут. Таким образом, скважины №34,53,71 дополнили группу с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут, а скважина №73 на конец года числилась в группе более 10 т/сут, достигнув дебита 13,6 т/сут. На дату отчета скважины имеют высокие значения обводненности и таким образом со значением более чем 80% работают 59% скважин от общего фонда и только 3 скважины работают со значением менее чем 40% (9%).

В 2024г наибольшее число скважин работают с дебитом нефти в диапазоне 1-5 т/сут и с обводненностью преимущественно в диапазоне 80-90%. С такими значениями по дебиту нефти и обводненности работают 70% и 62% скважин от общего фонда действующих скважин. С дебитом нефти менее чем 1 т/сут работают 5 скважин (15%), в диапазоне 5-10 т/сут 5 ед. (15). Также с обводненностью в диапазоне 40-60% работает 2 ед. (6%), а более чем 90% работают 9 скважин (26%), отсутствуют скважины с обводненностью продукции между 60 и 80%.

В 2025г наибольшее число скважин I объекта работают с дебитом нефти в диапазоне 1-5 т/сут и с обводненностью преимущественно в диапазоне 80-90%. С такими значениями по дебиту нефти и обводненности работают 67% и 56% скважин от общего фонда действующих скважин. С дебитом нефти менее чем 1 т/сут работают 5 скважин (14%), в диапазоне 5-10 т/сут 7 ед. (19%). Также с обводненностью в диапазоне 40-60% работает 1 ед. (3%), в диапазоне 60-80% числятся 2 скважин (5%), а более чем 90% работают 20 скважин (56%), скважины с обводненностью продукции до 40% составляют 3ед (8%).

В 2022г на **II объекте** также преимущественно работают скважины с среднегодовым значением дебита по нефти в диапазоне 1-5 т/сут. Наиболее низкодебитной является скв. №53 (0,7 т/сут), в диапазоне 1-5 т/сут числятся 6 ед. (67%), в диапазоне 5-10 т/сут – 2 ед. (22%), а в диапазоне более чем 10 т/сут отсутствуют скважины. С обводненностью в диапазоне 60-80% эксплуатируются 2 скважины (22%), в диапазоне 80-90% - 6 ед. (67%), а в диапазоне более чем 90% - 1 ед. (11%).

За 2023г скважины аналогично предыдущим годом работают преимущественно с дебитами в диапазоне 1-5 т/сут, составив 5 ед (56%). Количества скважин работающие с среднегодовым дебитом нефти в диапазоне 5-10 т/сут составляют 3 ед., что является 33% от общего фонда действующих скважин, также наблюдается стабильно работающая одна скважина с высоким значением по дебиту нефти в диапазоне более чем 10 т/сут. С обводненностью в диапазоне 80-90% работали 56% скважин от общего фонда действующих скважин, в диапазоне более 90% обводненности стало больше и составили 22% от общего фонда, с наименьшими показателями обводненности со значениями менее чем 40%

работает одна скважина №74.

В 2024г на данном объекте преимущественно работают скважины с среднегодовым значением дебита по нефти в диапазоне 1-5 т/сут. В диапазоне 1-5 т/сут числятся 5 ед. (67%), в диапазоне 5-10 т/сут – 3 ед. (33%), а в диапазоне более чем 10 т/сут и меньше 1 т/сут отсутствуют скважины. С обводненностью в диапазоне 60-80% эксплуатируется 1 скважина (13%), в диапазоне до 40% - 3 ед. (37%), а в диапазоне более чем 90% - 3 ед. (37%).

В 2025г преимущественно работают скважины с среднегодовым значением дебита по нефти в диапазоне 1-5 т/сут. Наиболее низкодебитными являются скв. №102 (0,3 т/сут) и скв. №39 (0,8 т/сут), в диапазоне 1-5 т/сут числятся 5 ед. (62%), в диапазоне 5-10 т/сут – 1 ед. (13%), а в диапазоне более чем 10 т/сут отсутствуют скважины. С обводненностью в диапазоне 60-80% эксплуатируются 3 скважины (33%), в диапазоне 80-90% - 1 ед. (12%), а в диапазоне более чем 90% - 4 ед. (50%).

На дату анализа на **I Возвратном** объекте числятся 3 скважины №11,35,48, дебиты которых составляли 2,5; 1,1 и 1,0 т/сут, с обводненностью 30,7; 66 и 59,5% соответственно.

В 2022г на **III Возвратном** объекте работали 2 скважины №№70,74, дебиты которых составляли 6,2 и 10,5 т/сут, с обводненностью 65 и 53,8% соответственно.

В 2023г скважина №74 переведена на II объект разработки, а по скважине №70 наблюдается рост обводненности от 65% до 88,3% и снижение дебита нефти от 6,2 до 3 т/сут.

В 2024г скважина №101 перешла со II объекта, дополнив группу с дебитами от 5 до 10 т/сут, составив фактически 9,6 т/сут и обводненностью 32,4%. Скважина №70 эксплуатируется как и в прошлом году в диапазоне от 1 до 5 т/сут с обводненностью более 90%.

В 2025г на объекте в фонде добывающих скважин изменений нет, по скважине №101 наблюдается рост обводненности от 32,4% до 40% и снижение дебита нефти от 9,6 до 8,9 т/сут, скважина №70 эксплуатируется как и в прошлом году в диапазоне от 1 до 5 т/сут с обводненностью более 90%.

Таким образом, следует отметить, что на месторождении стоит проблема с ростом обводненности скважин на фоне уменьшения добычи нефти. В связи с этим, наиболее эффективными на месторождении являются мероприятия, направленные на снижение обводненности и ограничение водопритоков.

Таблица 3.2.3 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти (на 01.01.2026г)

Объект	Фонд скважин	Средний текущий дебит нефти	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут							
			q≤1		1<q≤5		5<q≤10		10<q	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
01.01.2023г										
I	33	3,6	5	15	25	76	2	6	1	3
II	9	3,9	1	11	6	67	2	22	0	0
III Возвр.	2	7,5	0	0	0	0	1	50	1	50
В целом	44	3,8	6	14	31	70	5	11	2	5
01.01.2024г										
I	34	3,5	5	15	23	68	5	15	1	3
II	9	3,8	0	0	5	56	3	33	1	11
III Возвр.	1	4,3	0	0	1	100	0	0	0	0
В целом	44	3,6	5	11	29	66	8	18	2	5
01.01.2025г										
I	34	3,3	5	15	24	70	5	15	0	0
II	8	7,1	0	0	5	67	3	33	0	0
III Возвр.	2	7,1	0	0	1	50	1	50	0	0
В целом	44	3,6	5	11	30	67	9	24	0	0
01.01.2026г										
I	36	3,3	5	14	24	67	7	19	0	0
II	8	2,6	2	25	5	62	1	13	0	0
I Возвр.	3	1,0	0	0	3	100	0	0	0	0
III Возвр.	2	7,6	0	0	1	50	1	50	0	0
В целом	45	3,2	7	16	33	73	9	20	0	0

Таблица 3.2.4 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности (на 01.01.2026г)

Объект	Фонд скважин	Средняя текущая обводненность	Диапазон изменения обводненности, %									
			W≤40		40<W≤60		60<W≤80		80<W≤90		90<W≤100	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
02.01.2023г												
I	33	82,4	0	0	1	3	7	21	18	55	7	21
II	9	81,7	0	0	0	0	2	22	6	67	1	11
III Возвр.	2	55,4	0	0	1	50	1	50	0	0	0	0
В целом	44	81,3	0	0	2	5	10	23	24	55	8	18
01.01.2024г												
I	34	84,5	3	9	1	3	1	3	20	59	9	26
II	9	84,6	1	11	0	0	1	11	5	56	2	22
III Возвр.	1	81,7	0	0	0	0	0	0	1	100	0	0
В целом	44	84,4	4	9	1	2	2	5	26	59	11	25
01.01.2025г												
I	34	86,1	2	6	2	6	0	0	21	62	9	26
II	8	83,5	3	37	1	13	1	13	0	0	3	37
III Возвр.	2	70,0	1	50	0	0	0	0	1	50	0	0
В целом	44	85,1	6	31	3	10	1	4	22	37	12	18
01.01.2026г												
I	36	87,1	3	8	1	3	2	5	10	28	20	56
II	8	86,3	0	0	0	0	3	38	1	12	4	50
I Возвр.	3	56,9	1	33	1	33	1	33	0	0	0	0
III Возвр.	2	74,0	1	50	0	0	0	0	0	0	1	50
В целом	45	86,4	5	11	2	4	6	13	11	24	25	55

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Исходя из утвержденного выделения объектов согласно «Дополнению к проекту разработки... – 2025г», распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам представлено на рисунке 3.2.6, из которого видно, что основным на месторождении является I объект, на долю которого приходится 80% накопленной и 77% текущей добычи нефти по месторождению в целом. При этом по I объекту наблюдается невысокая выработка запасов, отбор от начальных извлекаемых запасов составляет всего 62%.

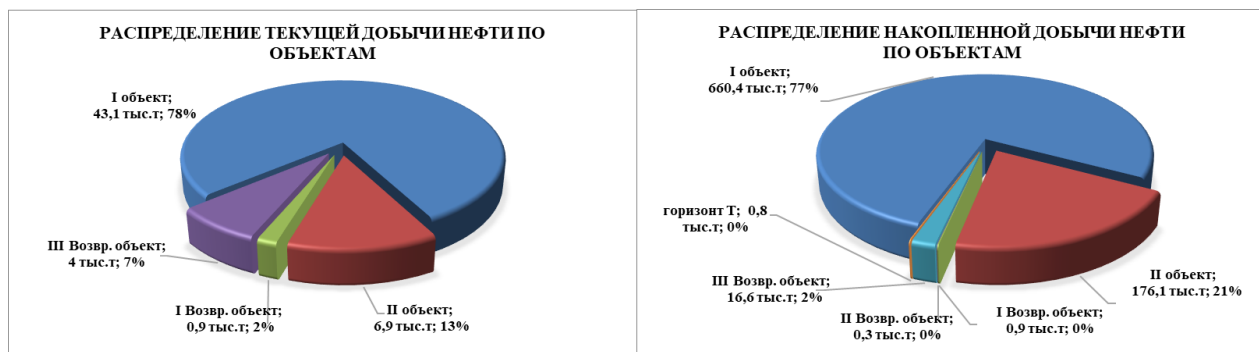


Рис. 3.2.6 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам

Разработка **I объекта** осуществляется с 2006г, а с 2010г разработка ведется с применением системы ППД путем внутриконтурного заводнения. С момента вступления месторождения в промышленную разработку ведется интенсивное разбуривание залежей, в том числе и горизонтов I объекта.

Отбор нефти за 2021г на уровне значений прошлого года – 41,9 тыс.т, несмотря на ввод 1 горизонтальной скважины №72 с начальным дебитом 31,3 т/сут и обводненностью 23%. Среднегодовой дебит по нефти и обводненность продукции также на уровне предыдущего года составив 3,4 т/сут и 81,5% соответственно. Выработка извлекаемых запасов составила 54,2%, текущий КИН по объекту составляет 0,177 доли ед.

В 2022г добыча нефти снизилась относительно предыдущего года на 1,5 тыс.т и составила 43,4 тыс.т. Дебит нефти незначительно увеличился от 3,4 до 3,6 т/сут при обводненности 82,4%. Скважина №65 перешла на II объект, в итоге в фонде добывающих скважин числятся 33 ед, изменений в фонде нагнетательных скважин нет 5ед. С начала разработки по объекту добыто 538,8 тыс.т нефти или 59,5% от НИЗ, текущий КИН на уровне 0,195 доли ед.

За 2023г добыча нефти составила 42,0 тыс.т, что на 1,4 тыс.т меньше добычи предыдущего года. Наблюдается незначительное снижение дебита нефти с 3,6 до 3,5 т/сут и роста обводненности с 82,4 до 84,5%. В течении года произведено 1 выбытие (скв. №11 в консервацию) и 2 ввода добывающих скважин (из бурения ГС №73, из II объекта перешла скв. №53). С начала разработки по объекту добыто 580,8 тыс.т нефти, отбор от НИЗ

составил 64,1%, текущий КИН на уровне 0,210 доли ед.

За 2024г по объекту добыто 39,0 тыс.т нефти, 279,8 тыс.т жидкости, 0,351 млн.м³ попутного газа. К концу года фонд добывающих скважин составил 34 ед., нагнетательных – 7 ед., при среднегодовом дебите нефти и жидкости 3,3 и 23,7 т/сут соответственно, обводненности продукции 86,1%.

Отбор нефти за 2025г составила – 43,1 тыс.т. Среднегодовой дебит по нефти и обводненность продукции составили 4,5 т/сут и 87,1% соответственно. Выработка извлекаемых запасов составила 72,7%, текущий КИН по объекту составляет 0,238 доли ед. Наблюдается изменение в добывающем фонде: с начала года реализовалась система ОРЭ в 4 скважинах №№43,52,59,66 (I+II), дополнив добывающий фонд данного объекта, также, по предусмотренным проектом выбыли 2 скважины №№35,48 на I Возвратный объект. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 660,4 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 2712,9 тыс.т, накопленная добыча газа – 4,653 млн.м³. Текущий КИН составил 0,238 доли ед., отбор от НИЗ – 72,7%.

В целом разработка I объекта характеризуется высокими темпами отбора извлекаемых запасов, при этом все скважины добывающего фонда работают со средними дебитами нефти и высокой обводненностью продукции. Добывающие скважины расположены преимущественно в центральной части залежи, характеризующейся большими нефтенасыщенными толщами, чем в периферии.

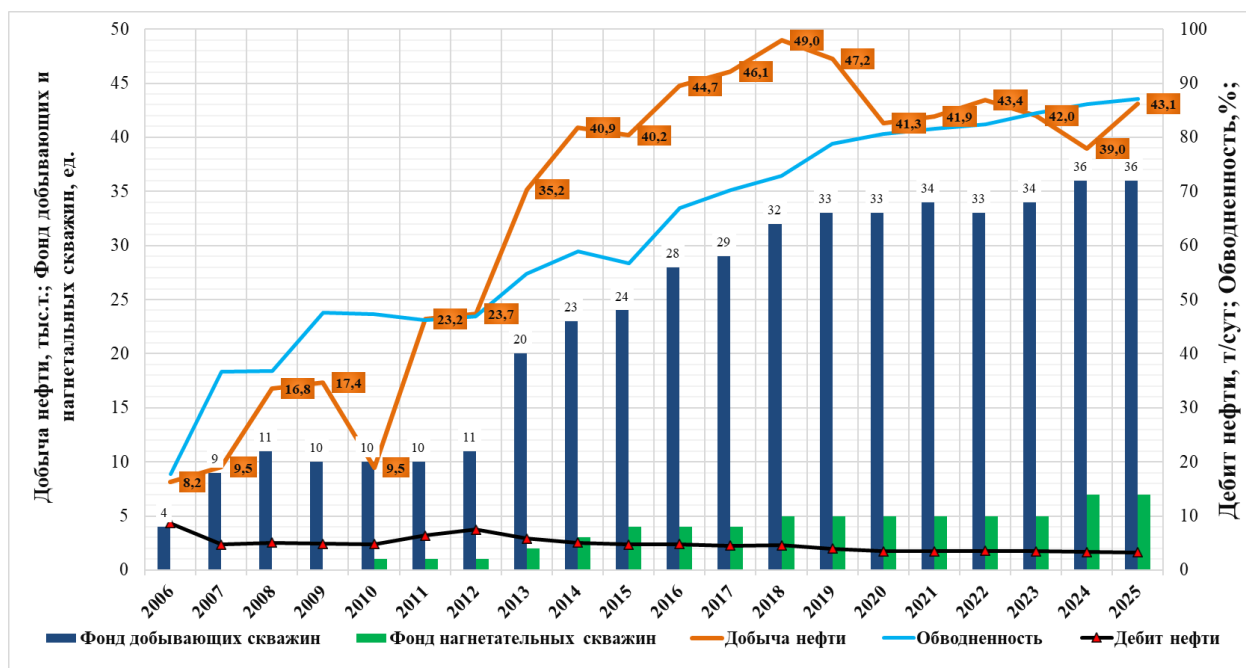


Рис. 3.2.7 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта

Таблица 3.2.5 – Основные технологические показатели разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	41,9	43,4	42,0	39,0	43,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	5,4	0	4,2	0	11,5
3	<i>из переходящих скважин</i>	36,6	43,4	37,8	39,0	31,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	492,9	536,3	578,4	617,3	660,4
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,177	0,193	0,208	0,222	0,238
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	4,6	4,8	4,6	4,3	4,7
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,2	10,4	11,3	11,8	14,8
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	54,2	59,0	63,6	67,9	72,7
10	Добыча газа, млн.м ³	0,366	0,391	0,378	0,351	0,348
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	3,186	3,577	3,955	4,306	4,653
12	Газовый фактор, м ³ /т	8,7	9,0	9,0	9,0	8,1
13	Добыча жидкости, тыс.т	226,8	246,5	270,6	279,8	334,8
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,8	0	5,4	0	20,1
15	<i>из переходящих скважин</i>	220,1	246,5	265,2	279,8	314,7
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1581,2	1827,7	2098,3	2378,1	2712,9
17	Обводненность продукции (по весу), %	81,5	82,4	84,5	86,1	87,1
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	20,9	0	22,6	0	42,9
19	<i>переходящих скважин</i>	83,4	82,4	85,7	86,1	90,0
20	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	97,6	139,1	155,7	178,5	269,0
21	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	715,7	854,8	1010,5	1189,0	1458,0
22	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	46,8	61,6	63,1	70,3	88,9
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	47,5	49,3	51,0	53,2	57,5
24	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	0	2	0	4
25	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	0	1	0	0
26	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	1	0	0
27	<i>перевод под ОРЭ</i>	0	0	0	0	4
28	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	0	2
29	<i>на другой объект</i>	0	1	1	0	2
30	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	34	33	34	34	36
31	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	34	33	34	34	36
32	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	2	0
35	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0
36	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	5	5	7	7
37	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	5	5	7	7
38	Среднесуточный дебит 1 добывающей скв., т/сут: по нефти	3,4	3,6	3,5	3,3	3,3
39	по жидкости	18,7	20,2	22,2	23,7	25,6
40	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	34,8	-	10,2	-	7,8
41	по жидкости	44,0	-	13,1	-	13,7
42	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	54,5	76,4	88,0	93,8	106,2
43	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,99	0,98	0,98	0,99
44	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,99	0,98	0,98	0,99
45	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,42	0	0,56	0	0,98
46	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
47	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,98	1,00	0,97	0,97	0,99

Разработка **II объекта** началась в 2008г с ввода в эксплуатацию 2 скважин. С 2011г на объекте также осуществляется ППД.

Отбор нефти за 2021г составил в пределах значения предыдущего года, что связано с вводом в конце прошлого года двух скважин (№№ 101,102), отработавшие целый календарный день. Наблюдается снижение среднегодового дебита добывающих скважин с 5,1 до 4,5 т/сут, что ниже показателя прошлого года на 0,6 т/сут. Обводненность продукции скважин незначительно выше прошлогоднего значения, составив 79,5%. В фондах добывающих и нагнетательных скважин изменении нет 8 ед. и 4 ед. соответственно.

Добыча нефти за 2022г оказалась ниже показателя предыдущего года на 2,1 тыс.т. Такое снижение связано с падением дебита нефти по причине роста обводненности по переходящим скважинам, которые по факту составили 3,9 т/сут, при обводненности 81,7%, также повлиял коэффициент эксплуатации добывающих скважин 0,97 доли ед. В течении года из I объекта перешла скв. №65. На конец года фонд добывающих скважин увеличился на 1 ед составив 9 ед., а в фонде нагнетательных скважин нет изменений 4 ед. Выработка извлекаемых запасов составила 52,6%, текущий КИН – 0,157 доли ед.

В 2023г добыча нефти по объекту составила 12,5 тыс.т, что выше показателя прошлого года на 1,3 тыс.т. Обводненность продукции выросла до максимального показателя 84,6%, среднегодовой дебит нефти составил 3,8 т/сут. В течении года произведено выбытие скв. №53 на I объект по причине обводненности продукции, и осуществился перевод скв. №74 из I объекта. Накопленная добыча нефти составила 156,6 тыс.т, текущий КИН на уровне 0,171 доли ед., выработка извлекаемых запасов находится на уровне 57,1%. На конец года фонд добывающих и нагнетательных скважин составил 9 и 4 ед. соответственно.

Добыча нефти за 2024г составила 12,7 тыс.т, газа – 0,114 млн.м³, жидкости – 80,1 тыс.т. В добывающем фонде числятся 8 скважины, нагнетательные скважины составляют 2 ед, среднесуточный дебит нефти на уровне 4,2 т/сут, обводненность продукции составила 84,2%, КИН достиг показателя 0,185 доли ед.

В 2025г было добыто 6,9 тыс.т, что ниже значения предыдущего года на 5,8 тыс.т. Такое снижение связано с падением дебита нефти по причине роста обводненности по переходящим скважинам, которые по факту составили 2,6 т/сут, при обводненности 86,3%, На конец года в фонде добывающих и нагнетательных скважин без изменений, составив 8 и 2 ед. соответственно. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 176,1 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 712,2 тыс.т, накопленная добыча газа – 1,327 млн.м³. Текущий КИН составил 0,181 доли ед., отбор от НИЗ – 60,7%.

Таблица 3.2.6 – Основные технологические показатели разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	13,2	11,2	12,5	12,7	6,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,1	2,0	0	0
3	<i>из переходящих скважин</i>	13,2	11,1	10,5	12,7	6,9
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	132,9	144,1	156,6	169,2	176,1
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,137	0,148	0,161	0,174	0,181
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,4	1,2	1,3	1,3	0,7
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	4,5	3,9	4,3	4,4	2,4
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,7	7,1	8,6	9,5	5,7
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	45,8	49,7	54,0	58,4	60,7
10	Добыча газа, млн.м ³	0,119	0,101	0,112	0,114	0,055
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,945	1,046	1,159	1,272	1,327
12	Газовый фактор, м ³ /т	9,0	9,0	9,0	9,0	7,9
13	Добыча жидкости, тыс.т	64,3	61,4	81,1	80,1	50,5
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,3	2,7	0	0
15	<i>из переходящих скважин</i>	64,3	61,1	78,4	80,1	50,5
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	439,0	500,4	581,5	661,7	712,2
17	Обводненность продукции (по весу), %	79,5	81,7	84,6	84,2	86,3
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	78,6	28,8	0	0
19	<i>переходящих скважин</i>	79,5	81,7	86,6	84,2	86,3
20	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	130,9	99,2	125,4	119,2	34,3
21	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	635,5	734,6	860,0	979,2	1013,5
22	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	221,3	176,6	170,5	163,9	75,3
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	153,0	155,8	157,8	158,5	152,8
24	Ввод добывающих скважин, ед.	0	1	1	0	0
25	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0
26	<i>из других объектов</i>	0	1	1	0	0
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	1	1	0
28	<i>на другой объект</i>	0	0	1	1	0
29	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	9	9	8	8
30	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	9	9	8	8
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	2	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	2	2
34	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	2	2
35	Среднесуточный дебит 1 добывающей скв., т/сут: по нефти	4,5	3,9	3,8	4,2	2,6
36	по жидкости	22,1	21,3	25,0	26,5	19,1
37	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	2,3	8,6	-	-
38	по жидкости	-	10,7	12,0	-	-
39	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	91,4	68,5	86,1	90,1	
40	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	91,4	68,5	86,1	90,1	47,7
41	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,99	0,97	0,99	0,97	1,00
42	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
43	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,98	0,99	1,00	0,99	0,99

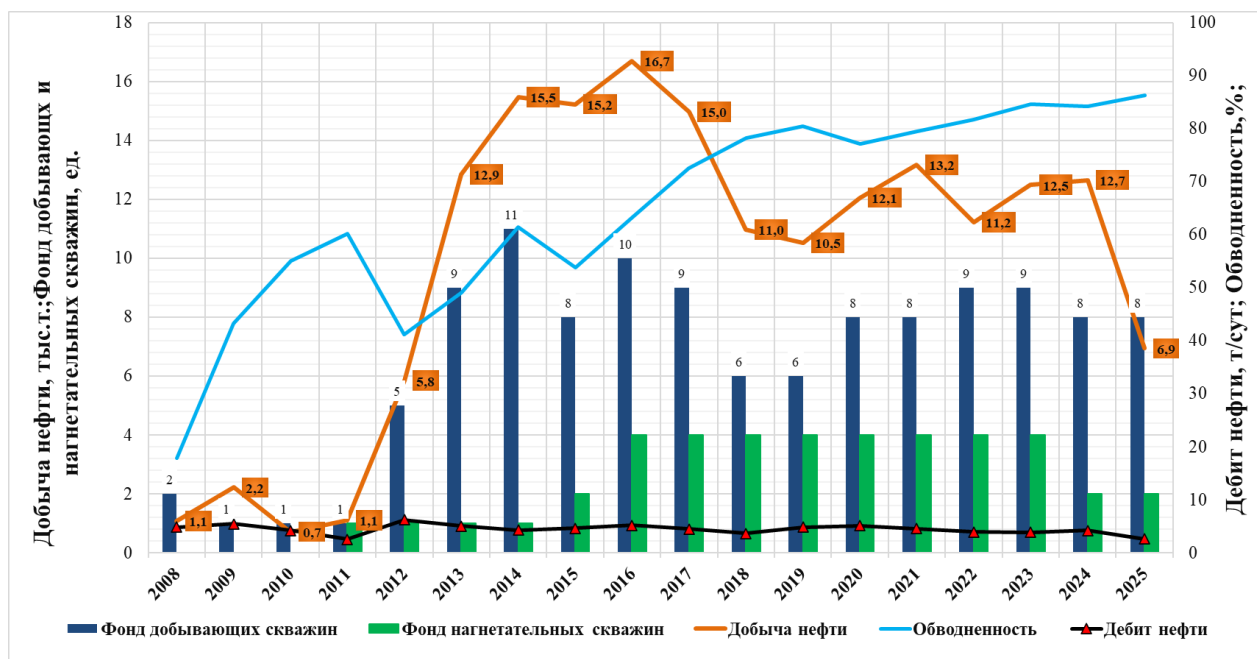


Рис. 3.2.8 – Динамика основных технологических показателей разработки II объекта

Разработка **I Возвратного объекта** началась в 2025г с тремя скважинами №11,35,48. Добыча нефти за 2025г составила 0,9 тыс.т, газа – 0,008 млн.м³, жидкости – 2,2 тыс.т. Среднесуточный дебит нефти на уровне 1,0 т/сут, обводненность продукции составила 56,9%, КИН достиг показателя 0,002 доли ед.

Таблица 3.2.7 – Основные технологические показатели разработки I Возвратного объекта

№№ п/п	Показатели	Годы
		2025
1	Добыча нефти, тыс.т	0,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,9
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,002
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,2
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,5
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,5
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	1,5
12	Добыча газа, млн.м ³	0,008
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,008
14	Газовый фактор, м ³ /т	8,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	2,2
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,2
17	<i>из переходящих скважин</i>	0
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,2
19	Обводненность продукции (по весу), %	56,9
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	56,9
21	<i>переходящих скважин</i>	0
22	Ввод новых добывающих скважин, ед.	3
23	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0
24	<i>переводом из других объектов</i>	2
25	<i>из консервации</i>	1
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3

28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3
29	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0
30	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0
33	Среднесуточный дебит 1 добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,0
34	по жидкости	2,4
35	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	1,0
36	по жидкости	2,4
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,82
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,82

На **III Возвратном объекте** за 2021 было добыто 1,6 тыс.т при дебите нефти 4,5 т/сут и обводненностью 56,6%.

За 2022г добыча нефти составила 4,1 тыс.т превысив показатель предыдущего года в 2 раза. Основной причиной увеличения добычи является ввод из бурения скважины №74, которая вошла в эксплуатацию с дебитом 14,6 т/сут и обводненностью 36,2%. Средний дебит нефти по объекту оказался выше значения предыдущего года составив 7,5 т/сут при стабильной обводненности 55,4%. Накопленная добыча нефти составила 5,8 тыс.т, текущий КИН на уровне 0,023 доли ед.

В 2023г добыча нефти по сравнению с прошлым годом снизилась на 2,5 тыс.т, составив 1,5 тыс.т. Основной причиной не достижения добычи является выбытие скважины №74 на II объект, также наблюдается снижение дебита с 7,5 до 4,3 т/сут и сильное увеличение обводненности с 55,4 до 81,7%. С начала разработки по объекту добыто 7,4 тыс.т нефти или 9,3% отбора от НИЗ, текущий КИН – 0,030 доли ед.

Добыча нефти за 2024г составила 3,8 тыс.т, газа – 0,045 млн.м³, жидкости – 12,7 тыс.т. В добывающем фонде числятся 2 скважины, среднесуточный дебит нефти на уровне 7,1 т/сут, обводненность продукции составила 70%, КИН достиг показателя 0,045 доли ед.

За 2025г было добыто 4,1 тыс.т при дебите нефти 7,6 т/сут и обводненности 74%. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 16,6 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 61,7 тыс.т. Текущий КИН составил 0,059 доли ед., отбор от НИЗ – 18,5%. На конец года в фонде добывающих скважин изменении не наблюдается (2 ед.).

Основные технологические показатели разработки **III Возвратного объекта** представлены в таблице 3.2.5 и на рисунке 3.2.9.

Таблица 3.2.7 – Основные технологические показатели разработки III Возвратного объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	1,6	4,1	1,5	3,8	4,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	2,5	0	2,4	0
3	<i>из переходящих скважин</i>	1,6	1,6	1,5	1,4	4,1
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,1	7,2	8,7	12,5	16,6
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,011	0,025	0,031	0,044	0,059
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,6	1,4	0,5	1,4	1,5
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,8	4,5	1,7	4,2	4,6
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,9	4,7	1,9	4,7	5,3
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	3,4	8,0	9,7	13,9	18,5
10	Добыча газа, млн.м ³	0,015	0,030	0,014	0,034	0,033
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,035	0,065	0,078	0,113	0,146
12	Газовый фактор, м ³ /т	9,1	7,3	9,0	9,0	8,0
13	Добыча жидкости, тыс.т	3,8	9,2	8,4	12,7	15,9
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	3,5	0	3,2	0
15	<i>из переходящих скважин</i>	3,8	5,6	8,4	9,5	15,9
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	15,5	24,7	33,1	45,8	61,7
17	Обводненность продукции (по весу), %	56,6	55,4	81,7	70,0	74,0
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	30,9	0	23,2	0
19	<i>переходящих скважин</i>	56,6	70,9	81,7	85,7	74,0
20	Ввод добывающих скважин, ед.	0	1	0	1	0
21	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	1	0	0	0
22	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	1	0
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	1	0	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	1	2	2
25	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	1	2	2
26	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0
27	Среднесуточный дебит 1 добывающей скв., т/сут: по нефти	4,5	7,5	4,3	7,1	7,6
28	по жидкости	10,4	16,9	23,4	23,5	29,1
29	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	12,6	-	4,5	-
30	по жидкости	-	18,2	-	5,9	-
31	Коэффициент использования фонда доб. скважин, доли ед.	1,00	0,89	0,99	0,98	0,94
32	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,89	0,99	0,98	0,94

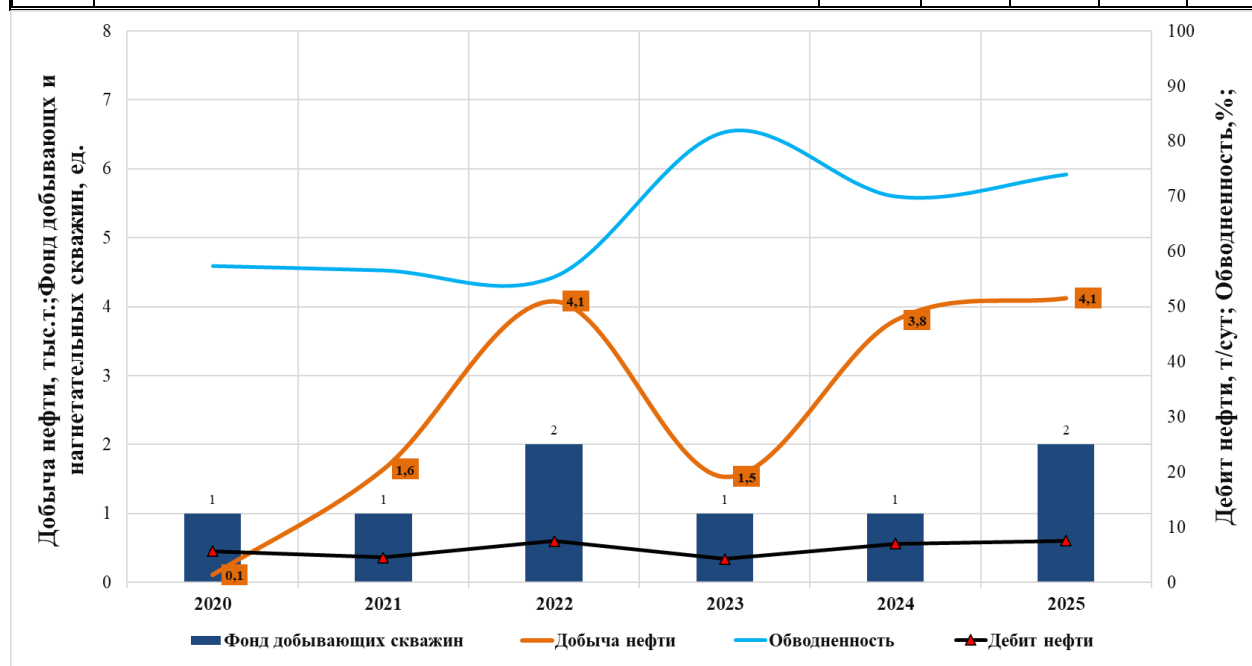


Рис. 3.2.9 – Динамика основных технологических показателей разработки III Возвратного объекта

По месторождению в целом

За 2024г годовая добыча нефти находится на уровне 55,4 тыс.т, средний дебит нефти за последние 5 лет колеблется в диапазоне от 3,6 до 3,8 т/сут в среднем составляя 3,7 т/сут, значительного снижения не наблюдается, что является весьма приемлемым показателем, учитывая, что месторождение находится на третьей стадии разработки. Текущий КИН достиг 0,183 доли ед., при утвержденном – 0,306 доли ед. Накопленная добыча нефти составляет 800,2 тыс.т, остаточные извлекаемые запасы – 494 тыс.т.

За 2025г добыча нефти составила 55,1 тыс.т. Дебит нефти ниже прошлогоднего показателя составив 3,3 т/сут соответственно. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 855,3 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 3491,9 тыс.т., накопленная добыча газа – 6,144 млн.м³. Текущий КИН составил 0,189 доли ед., отбор от НИЗ – 62%.

Главным осложняющим фактором при разработке залежей является обводненность продукции, достигшая 85,1% при выработке запасов 59,9%. Высокой обводненностью характеризуются не только скважины с относительно высоким накопленным отбором, но и новые скважины, вводимые из бурения, после отработки несколько месяцев быстро обводняются. Причинами преждевременного обводнения добывающих скважин является наличие обширной водонефтяной зоны, что обуславливает образование языков обводнения, конусов воды и прорывов подошвенных вод к забоям добывающих скважин, тем самым усложняя процесс выработки запасов и снижая конечный КИН. Еще одной возможной причиной быстрого обводнения добывающих скважин является их близкое расположение друг к другу. В связи с проблемой быстрого обводнения продукции добывающих скважин возникает необходимость применения технологий по ограничению водопритокков и правильной организации системы ППД.

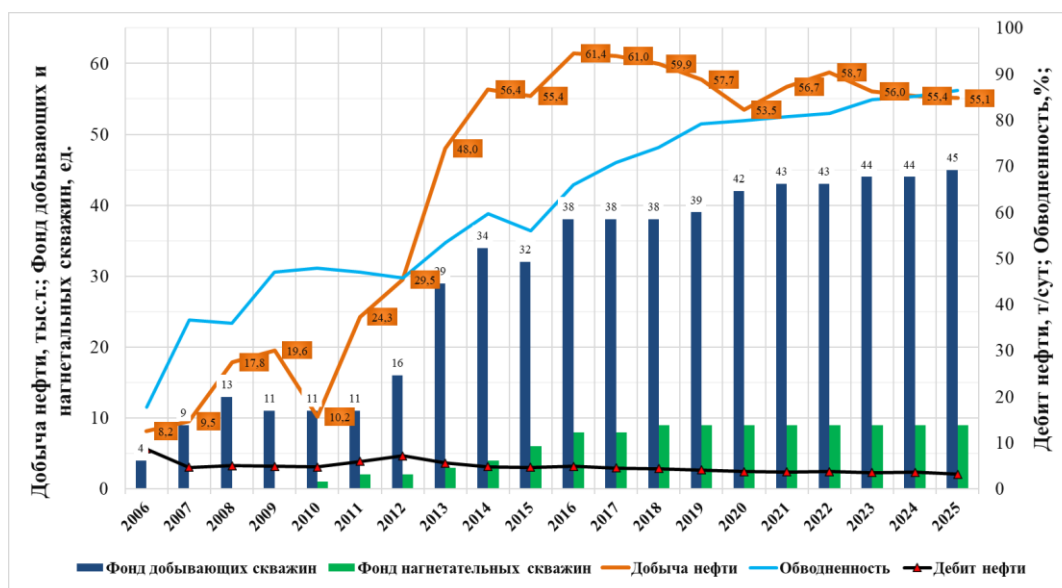


Рис. 3.2.10 – Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом

Таблица 3.2.8 – Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом

№ № п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	56,7	59,5	56,0	55,4	55,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	5,4	2,5	2,5	0	0,5
3	<i>из переходящих скважин</i>	51,4	57,1	53,6	55,4	54,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	629,2	688,7	744,8	800,2	855,3
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,139	0,152	0,164	0,177	0,189
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	4,1	4,3	4,1	4,0	4,0
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,0	7,9	8,1	8,7	9,5
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	45,6	49,9	54,0	58,0	62,0
10	Добыча газа, млн.м ³	0,500	0,529	0,504	0,499	0,443
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	4,169	4,698	5,202	5,701	6,144
12	Газовый фактор, м ³ /т	8,8	8,9	9,0	9,0	8,0
13	Добыча жидкости, тыс.т	294,9	318,0	360,1	372,6	403,4
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,8	3,5	3,2	0	1,0
15	<i>из переходящих скважин</i>	288,1	314,4	356,9	372,6	402,4
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2037,8	2355,8	2715,9	3088,5	3491,9
17	Обводненность продукции (по весу), %	80,8	81,3	84,4	85,1	86,4
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	20,9	30,9	21,8	0	51,8
19	<i>переходящих скважин</i>	82,2	81,9	85,0	85,1	86,4
20	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	228,5	238,3	281,0	297,7	330,2
21	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1351,1	1589,4	1870,4	2168,2	2498,3
22	Ввод добывающих скважин, ед.	1	1	1	0	1
23	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	1	1	0	0
24	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	1
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	0	0
27	<i>в консервацию</i>	0	1	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	43	43	44	44	45
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	43	43	44	44	45
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	9	9	9	9	9
34	Действующий фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	9	9	9	9	9
35	Среднесуточный дебит 1 добывающей скв., т/сут: по нефти	3,7	3,8	3,6	3,6	3,2
36	по жидкости	19,1	20,3	22,8	24,3	23,2
37	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	34,8	12,6	13,0	-	2,0
38	по жидкости	44,0	18,2	16,6	-	4,2
39	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скв., м ³ /сут	70,9	72,9	87,1	87,5	101,5
40	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,92	0,98	0,98	0,98	1,00
41	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,92	0,98	0,98	0,98	1,00
42	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,42	0,53	0,53	0	0,64
43	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
44	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., доли ед.	0,98	1,00	0,98	1,00	1,00

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

Действующим проектным документом на месторождении является «Проект разработки» 2022г, в рамках которого к реализации был принят 1-вариант разработки с выделением двух основных эксплуатационных и двух возвратных объектов разработки:

- **I объект** – горизонт Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонт Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт II неокомский 1 пласт;
- **II Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **III Возвратный объект** – горизонты Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII; Ю-IX, Ю-X.

Для анализа расхождения фактических данных, от утвержденных технологических показателей, проведено сравнение по объектам разработки и в целом по месторождению, результаты которых представлены в таблицах 3.2.7-3.2.10.

По I объекту разработки. В 2025г согласно проекту, 36 добывающими скважинами предусматривалось добыть 37,5 тыс.т нефти, при дебите нефти 3,0 т/сут. Однако, фактическая добыча нефти оказалась выше проектного значения на 5,6 тыс.т (+13%) с дебитом нефти 3,3 т/сут, при одинаковом фонде добывающих скважин 36 ед. Предусмотренные проектом все скважины введены в разработку, стоит отметить, что реализовалась система ОРЭ в 4 скважинах №№43,52,59,66 (I+II), дополнив добывающий фонд данного объекта, также, по предусмотренным проектом выбыли 2 скважины №№35,48 на I Возвратный объект. Фактическая среднегодовая обводненность по объекту составила 87,1%, что больше предполагаемой 86,5%. Отбор от НИЗ нефти составил 72,7%, а КИН при этом составил 0,238 доли ед.

Годовая закачка воды незначительно больше проектного значения что составляет 269 тыс.м³, при проектном значении 254,1 тыс.м³. Текущая компенсация отборов жидкости составила 88,9%, при проектной – 100,7%. Среднесуточная приемистость фактически составила 106,2 м³/сут, что меньше проектной – 104,4 м³/сут. В фонде нагнетательных скважин без изменений – 7 ед.

По II объекту разработки. За 2025г по объекту наблюдается недостижение проектной добычи нефти при равном фонде добывающих скважин, по причине снижения среднегодового дебита нефти от планового показателя составив 2,6 т/сут, при плановом – 3,7 т/сут. Обводненность продукции соответствует проектному показателю, фактически составив 86,3% при проектном значении – 86,1%. Ввод и выбытие скважин не предусматривалось, на конец года фактически фонд добывающих скважин составил 8 ед. что на уровне проектного значения.

Фонд нагнетательных скважин также соответствует проектному и составляет 2 ед. Годовая закачка воды ниже проектного значения составляя 34,3 тыс.м³. Текущая компенсация отборов жидкости составляет 75,3%, при проектной – 100%. Среднесуточная приемистость фактически составила 47,7 м³/сут, что меньше проектной – 98,2 м³/сут.

По I Возвратному объекту. За 2025г было фактически добыто 0,9 тыс.т нефти, при проектном значении - 0,6 тыс.т. По проекту предусматривалось ввод 3 скважин из других объектов, что по факту были осуществлены только 2 скважины. Фактическая среднегодовая обводненность по объекту составила 56,9%, что выше проектного значения 53,8%. Среднегодовой дебит нефти незначительно превышает планового показателя составив 1,0 т/сут, при плановом – 0,4 т/сут.

По III Возвратному объекту. В 2025г наблюдается недостижение фактической годовой добычи нефти на 1,5 т/сут, то есть фактически было получено 4,1 тыс.т, по проекту – 5,6 тыс.т. Данное невыполнение объясняется со снижением дебита нефти, что фактически составил 7,6 т/сут, при проектнолм 8,0 т/сут. Наблюдается большая разница по обводненности продукции 74%, что больше проектного значения – 62,4%. Ввод и выбытие скважин не предусматривалось, на конец года фактически фонд добывающих скважин составил 8 ед. что на уровне проектного значения.

В целом по месторождению. За 2025г наблюдается достижение проектной добычи нефти при равном фонде добывающих скважин, который составляет 45 ед. Фактическая среднегодовая обводненность составила 86,4%, при проектной – 85,5%. Среднегодовой дебит нефти отстает от планового показателя составив 3,2 т/сут, при плановом – 3,5 т/сут. В данном году проектом предусматривалось закачать 322,4 тыс. м³ воды, фактически объем закаченной воды больше проектного и составил 330,2 тыс.м³, что объясняется большим добытым объемом жидкости. Количество нагнетательных скважин на уровне проектных значений 9 ед. На дату составления проекта накопленная добыча в целом по месторождению составляет: нефти – 855,3 тыс.т, жидкости – 3 491,9 тыс.т, газа – 6,144 млн.м³, закачка воды – 2 498,3 тыс.м³.

В целом по месторождению расхождения проектных и фактических показателей разработки не наблюдается, т.к. все проектные решения выполнены: все предусмотренные в проекте добывающие скважины введены в эксплуатацию. Накопленные фактические показатели соответствуют проектным.

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту

№№ п/п	Показатели	Годы 2025	
		проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	37,5	43,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	5,2	11,5
3	<i>из переходящих скважин</i>	32,3	31,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	657,3	660,4
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,237	0,238
6	Темп отбора от НИЗ нефти, %	1,3	1,6
7	Темп отбора от НИЗ, %	4,1	4,7
8	Темп отбора от ТИЗ, %	13,0	14,8
9	Отбор от НИЗ, %	72,3	72,7
10	Добыча газа, млн.м ³	0,563	0,348
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	4,869	4,653
12	Газовый фактор, м ³ /т	15,0	8,1
13	Добыча жидкости, тыс.т	278,7	334,8
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	21,5	20,1
15	<i>из переходящих скважин</i>	257,2	314,7
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2671,2	2712,9
17	Обводненность продукции (по весу), %	86,5	87,1
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	75,8	42,9
19	<i>переходящих скважин</i>	87,4	90,0
20	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	254,1	269,0
21	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1443,1	1458,0
22	Компенсация отборов жидк. в пл. усл., тек., %	100,7	88,9
23	Компенсация отборов жидк. в пл. усл., накоп., %	57,7	57,5
24	Ввод новых добывающих скважин, ед.	4	4
25	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0
27	<i>перевод под ОРЭ</i>	4	4
28	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	2
29	<i>на другой объект</i>	2	2
31	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	36	36
32	Действ. фонд доб. скважин на конец года, ед.	36	36
33	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
35	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
36	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	7	7
37	Действ. фонд нагн. скважин на конец года, ед.	7	7
38	Среднесуточный дебит 1 доб. скв., т/сут: по нефти	3,0	3,3
39	по жидкости	22,3	25,6
40	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	4,1	7,8
41	по жидкости	20,0	13,7
42	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	104,4	106,2
43	Коэффициент исп. фонда доб. скважин, доли ед.	1,00	0,99
44	Коэффициент эксп. доб. скважин, доли ед.	0,95	0,99
45	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,45	0,98
46	Коэффициент исп. фонда нагн. скважин, доли ед.	0,99	1,00
47	Коэффициент эксп. нагн. скважин, доли ед.	0,95	0,99

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2025	
		проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	10,4	6,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0
3	<i>из переходящих скважин</i>	10,4	6,9
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	179,7	176,1
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,185	0,181
6	Темп отбора от НИЗ нефти, %	1,1	0,7
7	Темп отбора от НИЗ, %	3,6	2,4
8	Темп отбора от ТИЗ, %	8,6	5,7
9	Отбор от НИЗ, %	62,0	60,7
10	Добыча газа, млн.м ³	0,156	0,055
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	1,429	1,327
12	Газовый фактор, м ³ /т	15,0	7,9
13	Добыча жидкости, тыс.т	74,6	50,5
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0
15	<i>из переходящих скважин</i>	74,6	50,5
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	736,3	712,2
17	Обводненность продукции (по весу), %	86,1	86,3
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0
19	<i>переходящих скважин</i>	86,1	86,3
20	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	68,3	34,3
21	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1047,5	1013,5
22	Компенсация отборов жидк. в пл. усл., тек., %	100	75,3
23	Компенсация отборов жидк. в пл. усл., накоп., %	152,1	152,8
24	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0
25	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	8
31	Действ. фонд доб. скважин на конец года, ед.	8	8
32	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2
36	Среднесуточный дебит 1 доб. скв., т/сут: по нефти	3,7	2,6
37	по жидкости	26,8	19,1
38	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0	0
39	по жидкости	0	0
40	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	98,2	47,7
41	Коэффициент исп. фонда доб. скважин, доли ед.	1,00	1,00
42	Коэффициент эксп. доб. скважин, доли ед.	0,95	1,00
44	Коэффициент исп. фонда нагн. скважин, доли ед.	0,99	1,00
45	Коэффициент эксп. нагн. скважин, доли ед.	0,95	0,99

Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I Возвратному объекту

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2025	
		проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,6	0,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,6	0,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	0	0
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,6	0,9
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,002	0,002
6	Темп отбора от НИЗ нефти, %	0,2	0,2
7	Темп отбора от НИЗ, %	1,0	1,5
8	Темп отбора от ТИЗ, %	1,0	1,5
9	Отбор от НИЗ, %	1,0	1,5
10	Добыча газа, млн.м ³	0,006	0,008
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,006	0,008
12	Газовый фактор, м ³ /т	10,0	8,0
13	Добыча жидкости, тыс.т	1,3	2,2
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	1,3	2,2
15	<i>из переходящих скважин</i>	0	0
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1,3	2,2
17	Обводненность продукции (по весу), %	53,8	56,9
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	53,8	56,9
19	<i>переходящих скважин</i>	0	0
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	4	3
21	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0
22	<i>переводом из других объектов</i>	3	2
	<i>из консервации</i>	1	1
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	3
26	Действ. фонд доб. скважин на конец года, ед.	4	3
27	Среднесуточный дебит 1 доб. скв., т/сут: по нефти	0,4	1,0
28	по жидкости	0,9	2,4
29	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,4	1,0
30	по жидкости	0,9	2,4
31	Коэффициент исп. фонда доб. скважин, доли ед.	0,95	0,82
32	Коэффициент эксп. доб. скважин, доли ед.	0,95	0,82

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по III Возвратному объекту

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2025	
		проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	5,6	4,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0
3	<i>из переходящих скважин</i>	5,6	4,1
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	16,8	16,6
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,060	0,059
6	Темп отбора от НИЗ нефти, %	2,0	1,5
7	Темп отбора от НИЗ, %	6,2	4,6
8	Темп отбора от ТИЗ, %	7,1	5,3
9	Отбор от НИЗ, %	18,7	18,5
10	Добыча газа, млн.м ³	0,084	0,033
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,150	0,146
12	Газовый фактор, м ³ /т	15,0	8,0
13	Добыча жидкости, тыс.т	14,9	15,9
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0
15	<i>из переходящих скважин</i>	14,9	15,9
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	49,2	61,7
17	Обводненность продукции (по весу), %	62,4	74,0

18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0
19	<i>переходящих скважин</i>	62,4	74,0
20	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0
26	Действ. фонд доб. скважин на конец года, ед.	0	0
27	Среднесуточный дебит 1 доб. скв., т/сут: по нефти	8,0	7,6
28	по жидкости	21,5	29,1
31	Коэффициент исп. фонда доб. скважин, доли ед.	1,00	0,94
32	Коэффициент эксп. доб. скважин, доли ед.	0,95	0,94

Таблица 3.2.13 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2025	
		проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	54,1	55,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,6	0,5
3	<i>из переходящих скважин</i>	53,5	54,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	854,4	855,3
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,189	0,189
6	Темп отбора от НИЗ нефти, %	1,2	1,2
7	Темп отбора от НИЗ, %	3,9	4,0
8	Темп отбора от ТИЗ, %	9,3	9,5
9	Отбор от НИЗ, %	61,9	62,0
10	Добыча газа, млн.м ³	0,809	0,443
11	Накопленная добыча газа, млн.м ³	6,454	6,144
12	Газовый фактор, м ³ /т	15,0	8,0
13	Добыча жидкости, тыс.т	369,5	403,4
14	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	1,1	1,0
15	<i>из переходящих скважин</i>	368,4	402,4
16	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3458,0	3491,9
17	Обводненность продукции (по весу), %	85,4	86,4
18	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	45,5	51,8
19	<i>переходящих скважин</i>	85,5	86,4
20	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	322,4	330,2
21	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	2490,6	2498,3
22	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1
23	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0
24	<i>из консервации</i>	1	1
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	45	45
27	Действ. фонд доб. скважин на конец года, ед.	45	45
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	9	9
34	Действующий фонд нагн. скважин на конец года, ед.	9	9
35	Среднесуточный дебит 1 доб. скв., т/сут: по нефти	3,5	3,2
36	по жидкости	23,7	23,2
37	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	2,7	2,0
38	по жидкости	4,6	4,2
39	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	103,3	101,5
40	Коэффициент исп. фонда доб. скважин, доли ед.	1,00	1,00
41	Коэффициент эксп. доб. скважин, доли ед.	0,95	1,00
42	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,90	0,64
43	Коэффициент исп. фонда нагн. скважин, доли ед.	0,90	1,00
44	Коэффициент эксп. нагн. скважин, доли ед.	0,90	1,00

3.2.2 Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды по эксплуатационным объектам по состоянию на 01.01.2026г.

Характеристики вытеснения позволяет установить возможную величину извлечения запасов нефти по каждому объекту, по месторождению в целом и оценить разницу между вовлеченными и утвержденными извлекаемыми запасами эксплуатационных объектов.

По месторождению в целом геологические запасы нефти промышленной категории составляют 4531 тыс. т. Большая часть геологических запасов сконцентрирована на I объект, что в сумме составляет 61% (2778 тыс. т) от общих запасов всего месторождения.

В продуктивных горизонтах **I объекта** сосредоточено 61% геологических и 66% извлекаемых запасов нефти всего месторождения. На дату составления анализа выработки запасов накопленная добыча нефти по объекту составляет 660,4 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 72,7%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 87,1%, дебит по нефти 4,5 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,238 доли ед., при утвержденном значении 0,327 доли ед., остаточные извлекаемые запасы нефти на уровне 249 тыс.т.

По состоянию на 01.01.2026г на **II объекте** накопленная добыча нефти составила 176,1 тыс.т, что составляет 21% от общей накопленной добычи нефти по месторождению в целом. Отбор от НИЗ оценивается на уровне 60,7%, обводненность добываемой продукции находится на уровне 86%, дебит по нефти 2,0 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,179 доли ед.

Разработка **I Возвратного объекта** началась в 2025г, с тремя добывающими скважинами №№11,35,48. Накопленная добыча нефти составляет 0,6 тыс.т, с дебитом нефти 1,0 т/сут с обводненностью - 57,5%. Текущий КИН на уровне 0,003 доли ед. остаточные извлекаемые запасы нефти на уровне 60,1 тыс.т.

На **III Возвратном объекте** накопленная добыча нефти составила 14,3 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 60,7%, обводненность добываемой продукции находится на уровне 73,8%, дебит по нефти 5,7 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,177 доли ед.

Сопоставление утвержденных и достигнутых на 01.01.2026г значений КИН представлено на рисунке 3.2.11. На рисунке 3.2.12 представлено распределение начальных и остаточных запасов нефти между объектами. На долю I объекта 68% начальных извлекаемых запасов нефти, что вполне соответствует характеристике данного объекта как основного эксплуатационного.

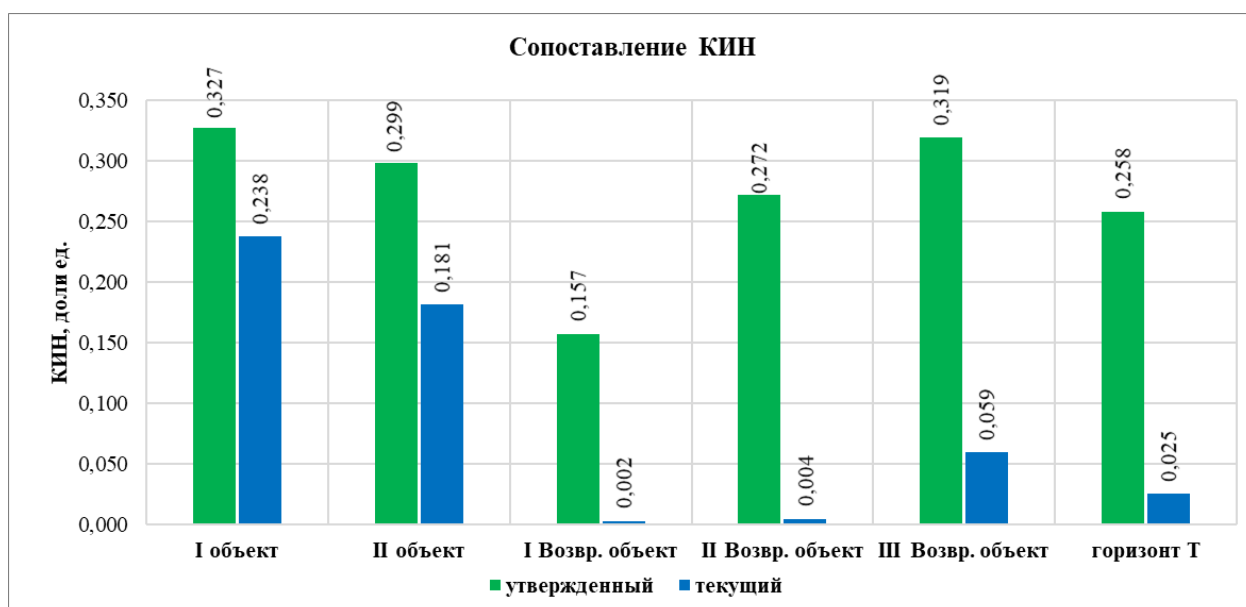


Рис. 3.2.11 - Сопоставление утвержденных и достигнутых на 01.01.2026г значений КИН по объектам

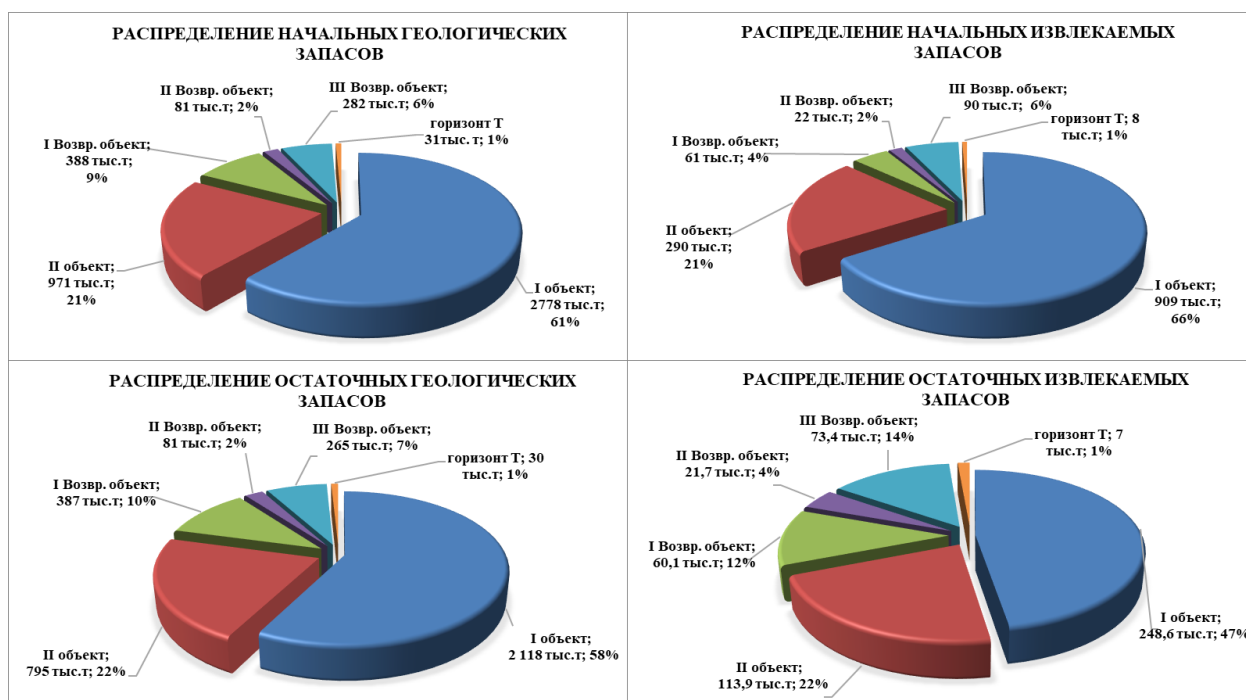


Рис. 3.2.12 – Распределение начальных и остаточных запасов нефти по эксплуатационным объектам

В рамках анализа выработки запасов по объектам, проработавшим продолжительное время, с целью прогноза потенциальных извлекаемых запасов нефти, на которые можно рассчитывать при сохранении существующей системы разработки, построены характеристики вытеснения по определению вовлеченных в разработку запасов нефти. Определение потенциальных вовлеченных в разработку запасов именно при сохранении существующей системы разработки является важным аспектом по той причине, что на сегодня месторождение в пределах основного поля разбурено по достаточно плотной сетке скважин и в дальнейшем внесения значительных изменений в имеющуюся систему разработки не предусматривается. Для определения вовлеченных в разработку

извлекаемых запасов нефти по основным объектам, при сформировавшейся на данный момент системе разработки и применяемой технологии добычи продукции а конкретно по основной его части (западное поле), построена зависимость удельного месячного отбора нефти на одну добывающую скважину от накопленных показателей к середине рассматриваемого периода, а также характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н. и Сипачева Н.В., Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С. (рис 3.2.13-3.2.14).

По основному **I объекту** в результаты построения характеристик вытеснения вовлеченные запасы не соответствуют извлекаемым запасам, что говорит о том, что при сложившейся системе разработки невозможно достижение утвержденных значений КИН без дополнительных ГТМ. В дальнейшем следует продолжить такие мероприятия как дополнительные прострелы, ограничения водопритоков, переводы на другие горизонты и предусмотреть на месторождении систему организации отдельно-раздельной эксплуатации.

По **II объекту** результаты построения характеристик вытеснения также показывают, что вовлеченные запасы неравны извлекаемым что говорит о том, что при сложившейся системе разработки невозможно достижение утвержденного значения КИН. В дальнейшем следует продолжить такие мероприятия как дополнительные прострелы, ограничения водопритоков, переводы на другие горизонты и предусмотреть на месторождении систему организации отдельно-раздельной эксплуатации.

В таблице 3.2.13 представлены основные характеристики выработки запасов по I и II объектов, и вовлеченные в разработку запасы, рассчитанные по 6-ти различным методикам. Из используемых методик 5, кроме зависимости удельной добычи нефти от накопленной, базируются на характеристике вытеснения нефти водой при водонапорном режиме разработки с применением заводнения (или же с активным аквифером). Практически по всем используемым методам коэффициенты аппроксимации превышают значение в 0,9 доли ед., что также позволяет учитывать полученные результаты как достоверные.

Таблица 3.2.13 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам

Показатели	Объекты					Горизонт	В целом
	I	II	I Возвр.	II Возвр.	III Возвр.	T	
Утвержденные НГЗ, тыс.т	2778	971	388	81	282	31	4 531
Утвержденные НИЗ, тыс.т	909	290	61	22	90	8	1 380
Утвержденный КИН, д.ед.	0,327	0,299	0,157	0,272	0,319	0,258	0,305
Накопленная добыча, тыс.т	660,4	176,1	0,9	0,3	16,6	0,8	855,3
Текущий КИН, доли ед.	0,238	0,181	0,002	0,004	0,059	0,025	0,189
Отбор от НИЗ, %	72,7	60,7	1,5	1,6	18,5	9,7	62,0
ОИЗ, тыс.т	248,6	113,9	60,1	21,7	73,4	7,2	524,7
Вовлеченные запасы, тыс.т	818	232	-	-	-	-	-
Потенциальный КИН, д.ед.	0,294	0,239	-	-	-	-	-

Таблица 3.2.14 – Результаты построения характеристик вытеснения по различным методикам

Методики	Запасы/КИН	Объекты	
		I	II
Зависимость накопленной добычи от $\ln(\text{ВНФ})$	Запасы, тыс.т	860	241
	КИН, доли ед.	0,311	0,263
Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.	Запасы, тыс.т	903	238
	КИН, доли ед.	0,326	0,260
Зависимость удельной добычи от накопленной	Запасы, тыс.т	682	237
	КИН, доли ед.	0,246	0,258
Методика Максимова М.И.	Запасы, тыс.т	870	225
	КИН, доли ед.	0,314	0,245
Методика Сазонова Б.Ф.	Запасы, тыс.т	862	241
	КИН, доли ед.	0,311	0,263
Методика Камбарова Г.С.	Запасы, тыс.т	733	212
	КИН, доли ед.	0,265	0,232

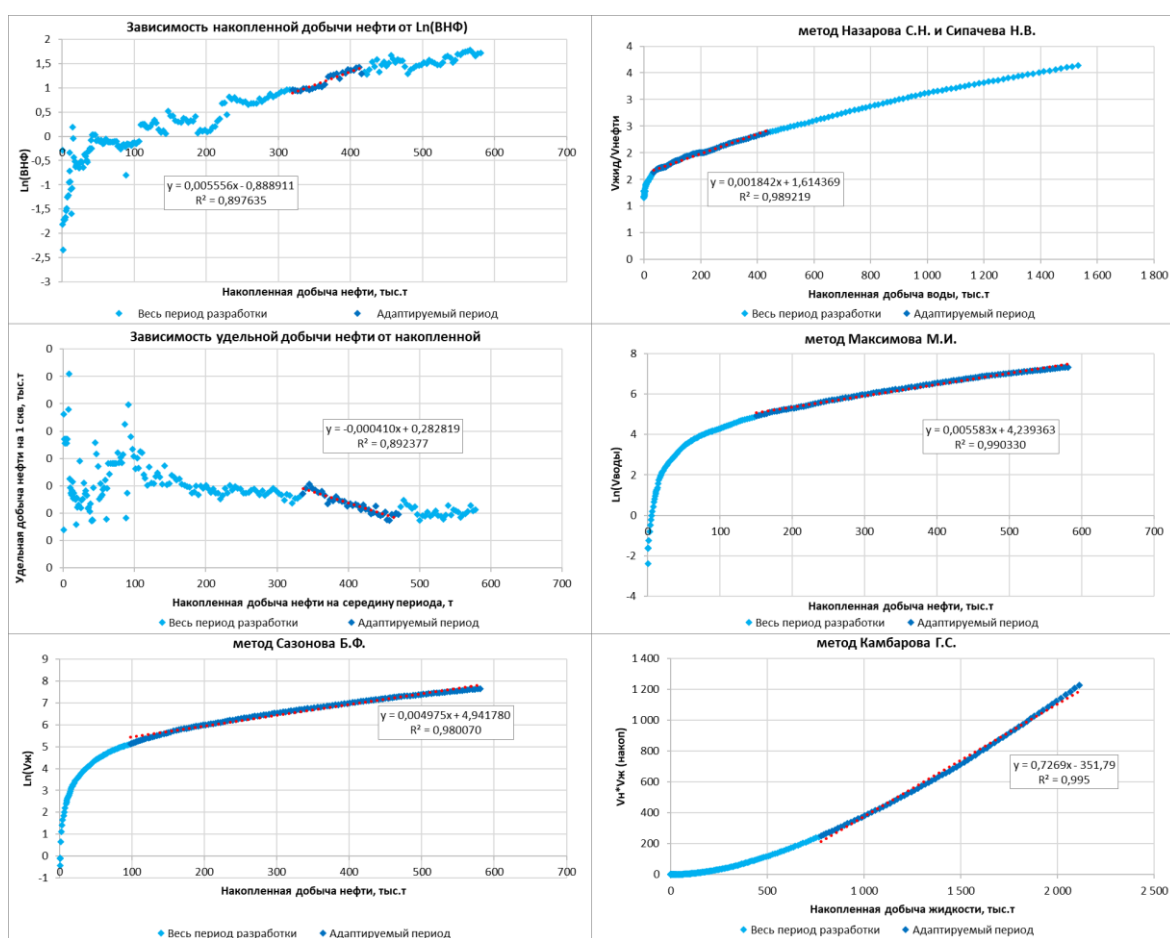


Рис. 3.2.13 – Характеристики вытеснения по I объекту

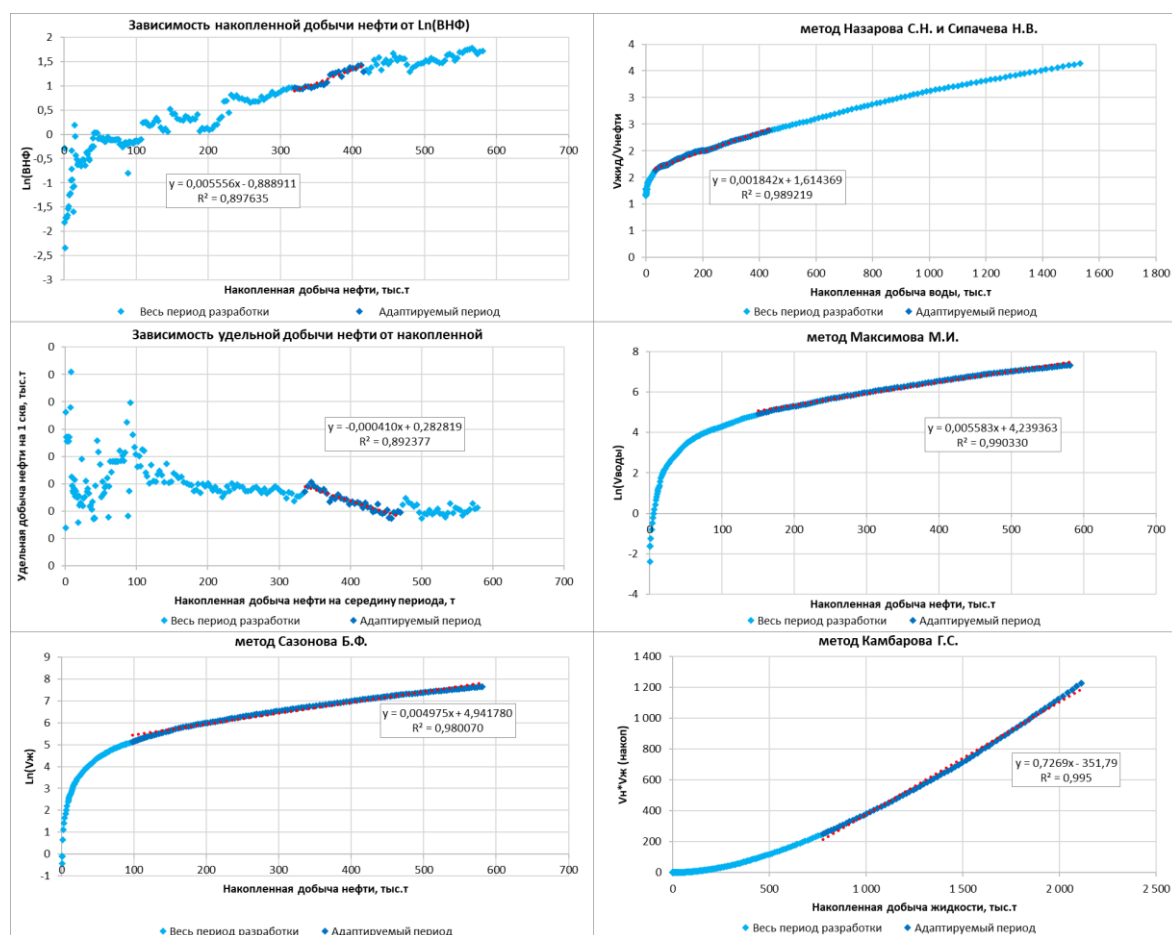


Рис. 3.2.14 – Характеристики вытеснения по II объект

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Анализ эффективности реализуемой системы разработки представляет собой обобщение и систематизацию представленного в предыдущих разделах аналитического материала с точки зрения оптимальности работы двух составляющих систем: системы скважин и системы методов воздействия. Далее представлена краткая характеристика и сделана оценка эффективности каждой из данных систем.

Месторождение вступило в промышленную разработку в 2011г согласно «Технологической схеме разработки...» (2011г). В настоящее время действующим проектным документом является «Дополнение к проекту разработки...» 2025г (утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №66/18 от 23-24 сентября 2025г), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2022г с выделением двух основных эксплуатационных и двух возвратных объектов разработки:

- **I объект** – горизонт Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонт Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт II неомский 1 пласт;
- **II Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **III Возвратный объект** – горизонты Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII; Ю-IX, Ю-X.

В 2025г был выполнен и утвержден «Прирост запасов нефти и газа месторождения Уаз» (Протокол ГКЗ РК №2793-25-У от 19.12.2025г). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории в целом по месторождению В+С1 составили 4530/1380 тыс. т и увеличились на 161/44 тыс. т, по категории С2 геологические/извлекаемые запасы составили 457/58 тыс. т.

На дату отчета в разработке находятся I, II основные и I, III Возвратные объекты, разработка II Возвратного объекта на данный момент не осуществляется.

На момент составления Настоящего проекта:

1. По состоянию на 01.01.2026г общий пробуренный фонд месторождения составляет 58 скважин. Добывающий фонд составляет 45 ед., в нагнетательном фонде числятся 9 скважин, в консервации - 2 ед., ликвидированный фонд составляет 2 ед., все скважины ликвидированы по геологическим причинам, скважины №№43,52,59 ведут одновременно-раздельную эксплуатацию на двух объектах. Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом (11 ед. ШГН, 34 ед. ЭВН).

2. При сравнении проектных и фактических показателей наблюдается выполнение проектных уровней по добыче нефти. Фактическая среднегодовая обводненность составила 86,4%, при проектной – 85,5%. Среднегодовой дебит нефти

отстает от планового показателя составив 3,2 т/сут, при плановом – 3,5 т/сут. В данном году проектом предусматривалось закачать 322,4 тыс. м³ воды, фактически объем закаченной воды больше проектного и составил 330,2 тыс. м³, что объясняется большим добытым объемом жидкости. Количество нагнетательных скважин на уровне проектных значений 9 ед. На дату составления проекта накопленная добыча в целом по месторождению составляет: нефти – 855,3 тыс.т, жидкости – 3 491,9 тыс.т, газа – 6,144 млн.м³, закачка воды – 2 498,3 тыс.м³.

В продуктивных горизонтах **I объекта** сосредоточено 61% геологических и 66% извлекаемых запасов нефти всего месторождения. На дату составления анализа выработки запасов накопленная добыча нефти по объекту составляет 660,4 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 72,7%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 87,1%, дебит по нефти 4,5 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,238 доли ед., при утвержденном значении 0,327 доли ед., остаточные извлекаемые запасы нефти на уровне 249 тыс.т.

По состоянию на 01.01.2026г на **II объекте** накопленная добыча нефти составила 176,1 тыс.т, что составляет 21% от общей накопленной добычи нефти по месторождению в целом. Отбор от НИЗ оценивается на уровне 60,7%, обводненность добываемой продукции находится на уровне 86%, дебит по нефти 2,0 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,179 доли ед.

Разработка **I Возвратного объекта** началась в 2025г, с тремя добывающими скважинами №№11,35,48. Накопленная добыча нефти составляет 0,6 тыс.т, с дебитом нефти 1,0 т/сут с обводненностью - 57,5%. Текущий КИН на уровне 0,003 доли ед. остаточные извлекаемые запасы нефти на уровне 60,1 тыс.т.

На **III Возвратном объекте** накопленная добыча нефти составила 14,3 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 60,7%, обводненность добываемой продукции находится на уровне 73,8%, дебит по нефти 5,7 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,177 доли ед.

3. С начала разработки на месторождении проведены 155 ГДИС по 53 скважинам, в том числе 98 исследований МУО, 14 КВУ, 29 КПД, 7 КВД и 7 МУО с последующим закрытием на исследование КВД/КВУ (МУО+КВД/КВУ). Из них за анализируемый период (2022-01.01.2026гг) проведено 13 исследований КПД, 7 КВД, 11 МУО и 2 совместные исследования МУО+КВД.

4. Начальное пластовое давление по I, II эксплуатационным и III Возвратным объектам составляет 5,12 и 5,63 и 6,83 МПа соответственно. За период разработки месторождения наблюдается незначительное падение пластового давления на 0,22 МПа по I объекту, на 0,63 МПа по II объекту и на 0,83 МПа по III Возвратному объекту.

Эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки

Ежегодные программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) разрабатываются и проводятся с целью оптимизации разработки месторождения для:

- наиболее полного извлечения нефти;
- выполнения запланированных уровней годовой добычи нефти.

Для контроля над техническим состоянием скважин месторождения Уаз проводится комплекс исследовательских работ и ремонтные работы (ТКРС).

На месторождении с целью снижения обводненности продукции проводились работы по ограничению водопритокков по скважине №18, термообработки по удалению парафинов из скважины №101, промывка песчаных пробок в 5 скважинах №№59,11,35,48,47, ввод из консервации скважины №11, гидроразрыв пласта по скважине №48, также на месторождении скважины №№52,59,43,66 ведут одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ). Всего за 2025г на месторождении проведено 13 ГТМ, а дополнительная добыча нефти составила около 1500 т.

Критерием эффективности ГТМ в скважинах являлась дополнительная добыча нефти за время эффекта. Успешным по продолжительности эффекта считалось ГТМ, после которого текущий дебит выше первоначального (до ГТМ). Дополнительная добыча нефти определялась как произведение разницы дебитов до и после проведения ГТМ к продолжительности эффекта. Проведенные мероприятия дали прибавку в виде дополнительной добычи нефти.

Таблица 3.2.14 – Эффективность ГТМ и работы по оптимизации отбора по скважинам месторождения

Вид ГТМ		2025г	Доп. добыча, т
ОВП	кол-во, ед.	1	85
ГРП	кол-во, ед.	1	9
Ввод из консервации	кол-во, ед.	1	474
Термообработка АДПН	кол-во, ед.	1	-
Промывка песчаной пробки	кол-во, ед.	5	-
ОРЭ	кол-во, ед.	4	890
Всего	кол-во, ед.	13	1 458

Как говорилось ранее, на месторождении стоит проблема с быстрым ростом значения обводненности скважин, что негативно сказывается на дебите нефти. Решение данного вопроса напрямую повлияет на дальнейшую продуктивную разработку месторождения. Ввиду этого необходимо активно проводить ремонтно-изоляционные работы и переводы с заводненного интервала на вышележащие нефтенасыщенные толщины. Также требуется проведение дополнительных мероприятий с целью увеличения охвата пластов вытеснением.

В целом по месторождению реализуемая система разработки и применяемые методы

извлечения нефти, меры по интенсификации притока и приемистости, а также ГТМ по борьбе с осложнениями позволяют поддерживать стабильные уровни добычи, поэтому при условии выполнения рекомендаций по совершенствованию системы разработки проведением соответствующих ГТМ, применяемая на месторождении система вполне будет способствовать эффективной разработке эксплуатационных объектов и выработке утвержденных извлекаемых запасов продуктивных горизонтов.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождения Уаз, 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.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, 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, используя схему Стайлза, представляющую собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – долю вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей для месторождения Уаз проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

V_y^2 – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

$K_{пр.ср.}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

$K_{пр.ср.}$ – среднее значение проницаемости.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и формулы которой изложены в работах.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для месторождения Уз проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Как в целом по горизонту, так и по территориям недропользователей в пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

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

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

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

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

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

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

3.4 Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. В соответствии с п. 108-109 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН-2018г), 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.

В 2025г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Дополнение к проекту разработки...» (утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №66/18 от 23-24 сентября 2025г), с выделением двух основных эксплуатационных и трех возвратных объектов разработки:

- **I объект** – горизонт Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонт Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт II неокомский 1 пласт;
- **II Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **III Возвратный объект** – горизонты Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII; Ю-IX, Ю-X.

В 2024г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...». В рамках пересчета запасов (ПЗ) были пересмотрены геологические структуры и проинтерпретированы данные по ГИС. Результаты бурения новых скважин и проведенный объем исследовательских работ позволили уточнить категорийность по некоторым продуктивным горизонтам и произвести перевод запасов в более высокие категории.

В рамках «Прирост запасов...» 2025г включены ранее подсчитанные, но не утверждённые в ПЗ-2024г запасы триасового горизонта, что стало возможным после получения нового горного отвода с изменением глубины до подошвы триасовых отложений. В связи с этим, рекомендуется горизонт Т отдельно выделить в IV Возвратный объект, остальные объекты остаются без изменений.

Таким образом, учитывая геолого-физические параметры продуктивных горизонтов и текущее состояние разработки месторождения в рамках настоящего проекта предлагается выделение 2 основных и 4 возвратных объектов:

- **I объект** – горизонт Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV;
- **II объект** – горизонт Ю-V;
- **I Возвратный объект** – горизонт II неокомский 1 пласт;

- **II Возвратный объект** – горизонт Ю-I;
- **III Возвратный объект** – горизонты Ю-VI; Ю-VII; Ю-VIII; Ю-IX, Ю-X;
- **IV Возвратный объект** – горизонт Т.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Объекты					
	I объект (Ю-II 1 пласт, Ю-III, Ю-IV)	II объект (Ю-V)	I Возвр. (II неокомский 1 пласт)	II Возвр. (Ю-I)	III Возвр. (Ю-VI; Ю-VII; Ю- VIII; Ю-IX, Ю-X)	IV Возвр. (горизонт Т)
Средняя глубина залегания, м	-475,2	-574,5	-309,2	-423,9	-630,7	-800,7
Тип залежи	пластовые, сводовые					
Тип коллектора	терригенный					
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	1582	774	726	395	799	152
Средняя общая толщина, м	23,1	57,1	29,1	21,1	22,8	13,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	6,98	8,12	5,64	3,03	3,61	3,5
Пористость, доли ед.	0,356	0,36	0,326	0,338	-	-
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0,60	0,58	0,56	0,58	0,61	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	2460,86	1351,7	-	146,99	-	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,57	0,19	0,13	0,27	0,27
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,03	5,38	2,87	2,0	2,39	3,33
Пластовая температура, °С	25,4	26,3	19,8	-	30,0	33,5
Пластовое давление, МПа	5,4	5,6	3,0	-	6,2	9,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	60,2	77,6	283,9	-	50,6	2,1
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	887,9	882,4	882,0	-	880,3	776,4
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,033	1,027	1,055	-	1,030	1,115
Содержание серы в нефти, %	0,35	0,4	0,3	0,3	0,37	0,1
Содержание парафина в нефти, %	0,85	0,4	0,4	0,2	0,67	1,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,85	3,0	1,4	-	3,93	8,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	8,9	13,6	10,6	-	18,7	56,8
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	-	-	-	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,138	1,155	-	-	-	-
Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут×МПа)	51,3	22,7	-	-	7,1	0,48
Средняя приемистость, 10 м ³ /(сут×МПа)	20,9	31,6	-	-	-	-
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	2894	1027	437	118	334	31
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	928	298	64	27	98	8
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,327	0,299	0,272	0,319	0,157	0,258

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, в качестве основного метода увеличения нефтеотдачи будет оставаться закачка попутно-добываемой воды с целью поддержания пластового давления. С целью установления рационального количества скважин рассмотрены различные плотности сеток скважин для разработки залежи.

В рамках настоящего проекта рассмотрены 2 варианта разработки прогнозных технологических показателей.

Ниже представлено описание вариантов разработки. Основные положения рассмотренных вариантов представлены в таблице 3.4.5-3.4.7.

Первый вариант (базовый) предусматривает продолжение реализации утвержденного варианта разработки с корректировкой на текущее состояние, а именно ГТМ по переводу добывающих скважин между объектами, дострел по скв. №102, организация одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в скважинах №№4,53,65,101.

Второй вариант (рекомендуемый) основан на базе первого варианта дополнительно предусмотрено переводы добывающих скважин между объектами, дострел, а также переводы двух добывающих скважин №№60,69 под закачку.

Таблица 3.4.2 - Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
65	2027	I	ОРЭ	3,1	ОРЭ со II объектом
101	2028	II	ОРЭ	4,9	ОРЭ с III Возвр.об.
4	2029	I Возвр.	ОРЭ	3,0	ОРЭ с I объектом
53	2030	II Возвр.	ОРЭ	3,0	ОРЭ с I объектом
61	2028	I Возвр.	Перевод на др. об.	4,5	Перевод на др. об.
15	2031	I Возвр.	Перевод на др. об.	4,1	Перевод на др. об.
54	2031	I Возвр.	Перевод на др. об.	4,1	Перевод на др. об.
14	2027	II Возвр.	Перевод на др. об.	2,8	Перевод на др. об.
62	2029	II Возвр.	Перевод на др. об.	3,0	Перевод на др. об.
102	2030	III Возвр.	Перевод на др. об.	5,0	Перевод на др. об.
102	2031	III Возвр.	Доп. прострел	4,0	Дополнительный прострел

Таблица 3.4.3 - Программа проведения ГТМ согласно рекомендуемому 2 варианту

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
65	2027	I	ОРЭ	3,1	ОРЭ со II объектом
101	2028	II	ОРЭ	4,9	ОРЭ с III Возвр.об.
4	2029	I Возвр.	ОРЭ	3,0	ОРЭ с I объектом
53	2030	II Возвр.	ОРЭ	3,0	ОРЭ с I объектом
61	2028	I Возвр.	Перевод на др. об.	4,5	Перевод на др. об.
15	2031	I Возвр.	Перевод на др. об.	4,1	Перевод на др. об.
54	2031	I Возвр.	Перевод на др. об.	4,1	Перевод на др. об.
14	2027	II Возвр.	Перевод на др. об.	2,8	Перевод на др. об.
62	2029	II Возвр.	Перевод на др. об.	3,0	Перевод на др. об.
102	2030	III Возвр.	Перевод на др. об.	5,0	Перевод на др. об.
102	2031	III Возвр.	Доп. прострел	4,0	Дополнительный прострел
103	2026	II	Ввод из конс.	6,5	Ввод из консервации
104	2026	III Возвр.	Ввод из конс.	5,0	Ввод из консервации
74	2030	IV	Перевод на др. об.	2,8	Перевод на др. об.
103	2036	III Возвр.	Перевод на др. об.	5,5	Перевод на др. об.
104	2031	II	Перевод на др. об.	6,0	Перевод на др. об.
104	2036	I Возвр.	Перевод на др. об.	3,0	Перевод на др. об.
52	2030	II	Доп. прострел	3,8	Дополнительный прострел
31	2029	I Возвр.	Перевод на др. об.	4,4	Перевод на др. об.
69	2026	I	Перевод под ППД	-	Перевод доб. скв. под закачку
60	2029	I	Перевод под ППД	-	Перевод доб. скв. под закачку

Таблица 3.4.4 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Объекты									
	I		II		I Возвр.		II Возвр.	III Возвр.		IV Возвр.
	Варианты									
	I	II	I	II	I	II	I	I	II	II
Режим разработки	Упруговодонапорный с приконтурным ППД				Упруговодонапорный на естественном режиме					
Система размещения скважин:										
Расстояние между скважинами	143	143	200	295				192	187	
Плотность сетки, 10 ⁴ м ² /скв	2,2	2,2	2,8	2,6	7,6	5,9	6,3	6,5	4,3	7,6
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	5/1	4/1	4/1	5/1	7/-	9/-	3/-	3/-	4/-	2/-
*Режим работы скважин:										
–добывающих	Рзаб ≥ Рнас									
–нагнетательных	Рзаб < Ргидроразрыва				-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования фонда скв., доли ед.	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:										
–механизированных	0,95									
–нагнетательных	0,95				-	-	-	-	-	-
Принятый коэф. компенсации закачкой отбора, %	90-130		100-140		-	-	-	-	-	-

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Закачка воды с целью поддержания пластового давления на месторождении Уз осуществляется с 2010г. Источником воды для системы ППД является попутно-добываемая пластовая вода. Требования к качеству воды, используемой для заводнения приведены в разделе 6.5-6.6.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики расчета технологических показателей месторождения исходил из особенностей геологического строения и степени изученности всех параметров продуктивных залежей.

При составлении настоящего проекта использована цифровая фильтрационная модель и слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Методика расчета технологических показателей по цифровым фильтрационным моделям произведена для основных эксплуатационных объектов. Для возвратных объектов расчеты произведены методикой института ТатНИПИнефть. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t-го года.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_u^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_u^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

q_0^t - текущий амплитудный дебит на середину t-го года, тыс.т/год;

Q_u^t - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ - суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{cp} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сэ}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где

τ - время работы скважин, сут.;

η_{cp} – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных), т/(сут×МПа);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных), ед.;

$P_{сн}$ - забойное давление на нагнетательных скважинах, МПа;

$P_{сэ}$ - забойное давление на добывающих скважинах, МПа;

φ - функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{и} = Q_6 \cdot \text{КИН}$$

где

Q_6 – балансовые запасы нефти;

КИН – коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

Коэффициент K_1 называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^1},$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

где

S – площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

d - площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент K_3 в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A$$

где

$K_{3н}$ - доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3к}$ - конечная доля отбора подвижных запасов;

A – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3н} = \frac{1}{1.2 + 4.2 \cdot V^2} \quad K_{3к} = \frac{1}{0.95 + 0.25 \cdot V^2} \quad A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}$$

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}} \cdot b_{\text{н}}$$

$$\mu_* = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}} \cdot K_2^{1.5}$$

где

$\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ - плотности воды и нефти;

$b_{\text{н}}$ - объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности (V^2) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{\frac{V_{30н}^2 + 1}{\frac{V_{30н}^2}{n_*} + 1}}{n_*} + 1 \right) - 1$$

M - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

n_* - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности K_4 при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}}$$

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fи}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{Fи}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

$Q_{Fи}^t$ - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ - суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fи}^t = Q_{и} \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t \cdot \rho_* + (q_F^t - q^t) \cdot \mu_0] \cdot (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* - соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 - теряемая доля закачиваемого агента.

В таблице 3.4.4 представлены основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки. Следует отметить, что коэффициент надежности K_4 в данных расчетах имеет переменный характер, так как он прямо пропорционален текущему годовому темпу отбора извлекаемых запасов и, соответственно, коэффициенты извлечения, как по нефти, так и по жидкости, в прогнозный период будут изменяться.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин*Обоснование охвата процессом вытеснения*

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

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

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

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

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

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

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

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

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

пластовых условиях.

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

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

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

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

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

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

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового

объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

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

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

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры. В соответствии с результатами экспериментов среднее значение коэффициента вытеснения нефти для юрских отложений составляет 66%.

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего дополнения предусматривается резервный фонд скважин в количестве 1 ед. (скв. №108, с проектной глубиной до 1000м).

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 разбурирования, 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
Внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
Внутренний рынок	тг/тонн	9752	10678	10824	10865	10922
Цены по направлениям						
Внутренний рынок	тг/тонн	92782	94915	96004	97780	98998
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	13,44
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	152,70
Расходы на материалы	тг/тн.н	1152,53
Ремонт автодорог	тыс.тг/скв	67,71
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг/скв	9,54
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	90,47
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	658,30
НИР	тыс.тг/скв	2134,33
Геофизические работы	тыс.тг/скв	170,63
Маркшейдерские работы	тыс.тг/скв	202,83
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	4465,59
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	4164,48
Охрана труда	тыс.тг/скв	1265,77
Охрана объектов	тыс.тг/скв	1401,56
Аренда	тыс.тг/скв	2269,19
Расходы на экологию	тыс.тг/скв	3,82
Прочие услуги	тыс.тг/чел	8,78
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	44,80
Почтовые услуги и связь	тыс.тг/скв	135,44
Услуги по хранению	тыс.тг/скв	71,14
Потери нефти	%	0,6988%
Услуги по информатизации	тыс.тг/скв	262,02

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг/скв	285,39
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг/скв	344,33
Страхование	тыс.тг.	22 982,62
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	10 349
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	51 689
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	40 470,99
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Ликвидация	тыс.тг	9059,13
Вывод из консервации	тыс.тг	12893,95
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	21217,90
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	8568,77
Перфорация	тыс.тг	1827,00
РИР	тыс.тг	23094,87
ОРЭ	тыс.тг	18198,43
ФОТ ОПП на 1 работника ОПП в месяц	тг	1 717 297,14
Пособия и выплаты+путевки	тыс.тг/чел	2044,12
Плата за пользование зем участками	тыс.тг/год	439,22
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/год	627,17

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 упрядняется.

- 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

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
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

Учитывая достаточно эффективную разработку месторождения, согласно принятой в рамках данного обоснования коэффициента извлечения нефти стратегии значительных изменений в реализуемой системе разработки не предусматривается.

С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются количеством проведения ГТМ.

В таблицах 4.1.1-4.1.12 представлены прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому 2 варианту.

Прогнозные технологические показатели по 1 варианту разработки представлены в табличных приложениях ТП 4.1.

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод из консервации	Перевод скважин под ОРЭ, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	58	2	1	1	1	1	0	46	10	3,2	23,8	104,2
2027	0	0	0	58	0	1	0	1	1	0	45	10	3,3	27,5	113,3
2028	0	0	0	58	0	1	0	1	1	0	44	10	3,1	26,3	107,1
2029	0	0	0	58	0	0	1	1	1	0	43	11	2,9	26,5	104,7
2030	0	0	0	58	0	0	0	1	1	0	42	11	3,0	29,0	112,1
2031	0	0	0	58	0	0	0	2	2	0	40	11	3,0	26,7	93,7
2032	0	0	0	58	0	0	0	2	2	0	38	11	3,1	30,3	95,5
2033	0	0	0	58	0	0	0	0	0	0	38	11	2,9	30,4	99,7
2034	0	0	0	58	0	0	0	1	1	0	37	11	2,7	32,2	102,9
2035	0	0	0	58	0	0	0	3	3	0	34	11	2,6	30,6	84,8
2036	0	0	0	58	0	0	0	3	2	1	32	10	2,3	27,9	78,4
2037	0	0	0	58	0	0	0	3	2	1	30	9	2,4	30,9	81,6
2038	0	0	0	58	0	0	0	4	4	0	26	9	2,4	30,0	67,1
2039	0	0	0	58	0	0	0	3	2	1	24	8	2,3	29,8	67,7

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	54,8	4,0	10,4	910,1	65,9	0,201	403,4	3895,4	86,4	361,3	2832,8	0,823	6,967
2027	51,4	3,7	10,9	961,5	69,7	0,212	428,4	4323,8	88,0	393,0	3225,8	0,770	7,737
2028	47,9	3,5	11,5	1009,4	73,1	0,223	402,9	4726,7	88,1	372,4	3598,2	0,717	8,454
2029	45,1	3,3	12,2	1054,5	76,4	0,233	406,0	5132,7	88,9	399,3	3997,5	0,676	9,130
2030	45,2	3,3	13,9	1099,7	79,7	0,243	434,6	5567,4	89,6	427,6	4425,1	0,672	9,802
2031	43,9	3,2	15,6	1143,6	82,9	0,252	394,1	5961,4	88,9	357,5	4782,6	0,643	10,445
2032	41,2	3,0	17,4	1184,8	85,8	0,262	400,4	6361,9	89,7	365,4	5148,0	0,593	11,038
2033	37,5	2,7	19,2	1222,3	88,6	0,270	396,3	6758,2	90,5	380,3	5528,3	0,519	11,557
2034	34,3	2,5	21,7	1256,5	91,0	0,277	412,5	7170,7	91,7	392,4	5920,8	0,466	12,023
2035	30,3	2,2	24,5	1286,8	93,2	0,284	360,5	7531,2	91,6	323,6	6244,3	0,404	12,427
2036	27,8	2,0	29,8	1314,6	95,3	0,290	330,3	7861,6	91,6	272,7	6517,0	0,361	12,788
2037	24,9	1,8	38,1	1339,5	97,1	0,296	321,2	8182,7	92,2	254,7	6771,7	0,324	13,112
2038	21,5	1,6	53,1	1361,1	98,6	0,300	270,5	8453,2	92,0	209,3	6981,0	0,278	13,390
2039	19,3	1,4	101,7	1380,4	100,0	0,305	247,8	8701,0	92,2	187,7	7168,7	0,249	13,639

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин под ОРЭ, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	46	0	18,0	1	1	1	0	35	8	3,2	25,4	94,6
2027	0	0	0	47	1	18,0	0	2	2	0	34	8	2,9	28,0	111,2
2028	0	0	0	47	0	18,0	0	2	2	0	32	8	2,7	26,5	108,4
2029	0	0	0	47	0	18,0	1	3	3	0	29	9	2,4	28,7	105,2
2030	0	0	0	47	0	18,0	0	1	1	0	28	9	2,2	30,9	114,2
2031	0	0	0	47	0	18,0	0	4	4	0	24	9	2,2	30,0	91,3
2032	0	0	0	47	0	18,0	0	2	2	0	22	9	2,1	31,9	93,2
2033	0	0	0	47	0	18,0	0	0	0	0	22	9	1,9	33,5	98,3
2034	0	0	0	47	0	18,0	0	2	1	0	21	9	1,7	36,5	102,0
2035	0	0	0	47	0	18,0	0	3	3	0	18	9	1,7	33,2	79,7
2036	0	0	0	47	0	18,0	0	4	3	1	15	8	1,7	32,7	73,5
2037	0	0	0	47	0	18,0	0	2	1	1	14	7	1,6	32,9	78,9
2038	0	0	0	47	0	18,0	0	1	1	0	13	7	1,5	32,0	71,4
2039	0	0	0	47	0	18,0	0	2	1	1	12	6	1,4	31,8	73,5

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	38,3	4,2	15,4	698,7	76,9	0,252	308,6	3021,4	87,6	262,4	1720,4	90,7	59,1	0,574	5,227
2027	34,1	3,7	16,2	732,8	80,6	0,264	326,2	3347,6	89,6	308,4	2028,8	101,3	63,1	0,511	5,738
2028	29,7	3,3	16,9	762,5	83,9	0,274	295,1	3642,8	89,9	301,5	2330,3	109,5	66,8	0,445	6,183
2029	24,6	2,7	16,8	787,1	86,6	0,283	288,4	3931,2	91,5	328,2	2658,4	122,5	70,8	0,369	6,552
2030	21,5	2,4	17,7	808,6	89,0	0,291	300,3	4231,5	92,8	356,4	3014,8	128,2	74,7	0,323	6,875
2031	18,1	2,0	18,0	826,7	91,0	0,298	250,0	4481,5	92,8	285,0	3299,8	123,1	77,4	0,271	7,146
2032	16,0	1,8	19,5	842,6	92,7	0,303	244,3	4725,8	93,5	291,7	3591,5	129,2	80,0	0,240	7,386
2033	14,3	1,6	21,7	857,0	94,3	0,308	255,3	4981,1	94,4	306,7	3898,2	130,3	82,5	0,215	7,601
2034	12,7	1,4	24,4	869,7	95,7	0,313	265,8	5246,9	95,2	318,4	4216,6	130,2	84,8	0,190	7,791
2035	10,5	1,2	26,7	880,1	96,8	0,317	207,2	5454,1	94,9	248,6	4465,3	130,3	86,5	0,157	7,948
2036	8,6	1,0	30,1	888,8	97,8	0,320	170,6	5624,7	94,9	204,4	4669,6	130,1	87,8	0,130	8,078
2037	7,6	0,8	37,7	896,3	98,6	0,323	159,6	5784,4	95,3	191,5	4861,1	130,4	88,9	0,113	8,191
2038	6,5	0,7	52,4	902,8	99,3	0,325	144,1	5928,5	95,5	173,3	5034,4	130,7	89,9	0,098	8,289
2039	5,7	0,6	95,6	908,5	100,0	0,327	132,1	6060,6	95,7	152,8	5187,2	125,8	90,7	0,085	8,374

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин под ОРЭ, ед.	Ввод из консервац ии	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	21	0	1	12,0	0	0	0	9	2	3,5	24,5	142,6
2027	0	0	0	21	0	0	12,0	0	0	0	9	2	3,2	24,0	122,0
2028	0	0	0	22	1	0	12,0	0	0	0	10	2	3,1	22,7	102,1
2029	0	0	0	22	0	0	12,0	0	0	0	10	2	2,9	21,8	102,5
2030	0	0	0	22	0	0	12,0	2	2	0	8	2	3,4	27,4	102,6
2031	0	0	0	22	0	0	12,0	0	0	0	9	2	3,4	24,7	104,6
2032	0	0	0	22	0	0	12,0	0	0	0	9	2	3,2	25,1	106,1
2033	0	0	0	22	0	0	12,0	0	0	0	9	2	2,9	25,2	106,1
2034	0	0	0	22	0	0	12,0	0	0	0	9	2	2,7	25,4	106,7
2035	0	0	0	22	0	0	12,0	0	0	0	9	2	2,5	25,8	108,1
2036	0	0	0	22	0	0	12,0	2	2	0	7	2	2,1	30,3	98,2
2037	0	0	0	22	0	0	12,0	1	1	0	6	2	2,2	32,9	91,1
2038	0	0	0	22	0	0	12,0	1	1	0	5	2	2,4	22,3	51,9
2039	0	0	0	22	0	0	12,0	0	0	0	5	2	2,2	21,6	50,3

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. 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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	10,6	3,7	9,3	186,8	64,4	0,192	75,0	787,3	85,8	98,9	1112,4	140,0	146,7	0,160	1,487
2027	10,0	3,5	9,7	196,8	67,8	0,203	75,0	862,3	86,6	84,6	1197,0	120,0	144,4	0,151	1,638
2028	10,2	3,5	10,9	207,0	71,3	0,213	75,5	937,8	86,5	71,0	1268,0	100,0	140,9	0,153	1,791
2029	10,0	3,4	12,0	217,0	74,8	0,223	75,7	1013,5	86,8	71,1	1339,1	100,0	137,9	0,150	1,941
2030	9,4	3,3	12,9	226,4	78,0	0,233	75,9	1089,4	87,6	71,2	1410,2	100,0	135,3	0,142	2,083
2031	10,7	3,7	16,8	237,2	81,7	0,244	77,1	1166,5	86,1	72,5	1482,8	100,0	133,0	0,161	2,244
2032	9,9	3,4	18,7	247,1	85,2	0,254	78,7	1245,2	87,4	73,8	1556,6	100,0	131,0	0,149	2,393
2033	9,1	3,2	21,2	256,3	88,3	0,264	78,6	1323,8	88,4	73,6	1630,1	100,0	129,2	0,128	2,521
2034	8,4	2,9	24,9	264,7	91,2	0,273	79,3	1403,1	89,3	74,0	1704,1	100,0	127,6	0,118	2,639
2035	7,8	2,7	30,6	272,5	93,9	0,281	80,5	1483,6	90,3	75,0	1779,1	100,0	126,1	0,109	2,748
2036	5,2	1,8	29,3	277,7	95,7	0,286	73,8	1557,5	93,0	68,3	1847,4	100,0	124,9	0,067	2,815
2037	4,6	1,6	36,8	282,3	97,3	0,291	68,4	1625,8	93,3	63,2	1910,6	100,0	123,9	0,060	2,875
2038	4,1	1,4	51,6	286,4	98,7	0,295	38,6	1664,4	89,4	36,0	1946,6	100,0	123,3	0,053	2,928
2039	3,8	1,3	98,4	290,1	100,0	0,299	37,4	1701,8	89,9	34,9	1981,5	100,0	122,8	0,049	2,977

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. I Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Перевод скважин под ОРЭ, 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	3	0	0	0	0	0	3	0,9	2,8
2027	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	0,8	3,2
2028	0	0	0	4	1	0	0	0	0	4	1,4	4,6
2029	0	0	0	6	1	1	0	0	0	6	2,1	5,9
2030	0	0	0	6	0	0	0	0	0	6	2,2	6,9
2031	0	0	0	8	2	0	0	0	0	8	2,0	7,3
2032	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	2,3	9,6
2033	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	2,1	10,7
2034	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	2,0	11,9
2035	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	1,8	13,3
2036	0	0	0	9	1	0	0	0	0	9	1,8	13,6
2037	0	0	0	9	0	0	0	0	0	9	1,7	15,3
2038	0	0	0	9	0	0	1	1	0	8	1,7	16,9
2039	0	0	0	9	0	0	1	1	0	7	1,7	14,8

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I Возвратный объект. 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							годовая	накопленная
2026	0,9	1,5	1,5	1,8	3,0	0,005	2,9	5,1	68,7	0,014	0,022
2027	0,8	1,4	1,4	2,7	4,4	0,007	3,4	8,4	74,9	0,013	0,035
2028	2,0	3,3	3,4	4,7	7,7	0,012	6,4	14,8	68,5	0,030	0,065
2029	3,9	6,4	6,9	8,6	14,0	0,022	10,8	25,6	63,9	0,058	0,123
2030	4,7	7,6	8,9	13,2	21,7	0,034	14,5	40,0	67,8	0,065	0,188
2031	5,4	8,8	11,3	18,6	30,5	0,048	19,4	59,4	72,2	0,070	0,258
2032	6,4	10,5	15,1	25,0	41,0	0,065	26,7	86,1	76,0	0,077	0,335
2033	5,9	9,6	16,4	30,9	50,6	0,080	29,6	115,6	80,1	0,065	0,400
2034	5,4	8,9	18,1	36,3	59,6	0,094	33,0	148,6	83,5	0,054	0,454
2035	5,0	8,2	20,4	41,3	67,8	0,107	36,9	185,5	86,4	0,045	0,499
2036	5,7	9,3	29,0	47,0	77,1	0,122	42,6	228,1	86,6	0,051	0,550
2037	5,2	8,6	37,5	52,3	85,7	0,135	47,8	275,9	89,0	0,047	0,597
2038	4,8	7,8	54,6	57,0	93,5	0,148	47,0	322,8	89,9	0,043	0,640
2039	4,2	6,9	106,0	61,2	100,4	0,159	36,0	358,8	88,3	0,038	0,678

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. II Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин под ОРЭ, ед.	Перевод скважин с других объектов, 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	2,8	8,5
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2,6	8,9
2029	0	0	0	2	0	1	0	0	0	2	2,6	9,1
2030	0	0	0	3	1	0	0	0	0	3	2,6	9,4
2031	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	2,3	9,7
2032	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	2,1	10,1
2033	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,9	10,4
2034	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,8	10,8
2035	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,6	11,2
2036	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,4	11,7
2037	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,3	12,1
2038	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,2	12,6
2039	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,1	13,1

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II Возвратный объект. 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							годовая	накопленная
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	1,0	4,5	4,5	1,3	6,0	0,016	3,0	3,0	66,7	0,014	0,014
2028	0,9	4,0	4,3	2,2	10,0	0,027	3,1	6,1	71,3	0,012	0,026
2029	1,8	8,3	9,2	4,0	18,3	0,050	6,3	12,4	71,1	0,026	0,052
2030	2,7	12,2	14,9	6,7	30,5	0,083	9,8	22,1	72,4	0,038	0,090
2031	2,4	11,1	15,9	9,2	41,5	0,113	10,1	32,2	75,9	0,032	0,122
2032	2,2	10,1	17,2	11,4	51,6	0,141	10,5	42,8	78,9	0,027	0,149
2033	2,0	9,1	18,8	13,4	60,7	0,166	10,9	53,6	81,5	0,020	0,169
2034	1,8	8,2	21,0	15,2	68,9	0,188	11,3	64,9	83,9	0,016	0,185
2035	1,7	7,5	24,0	16,9	76,4	0,208	11,7	76,6	85,9	0,013	0,198
2036	1,5	6,8	28,9	18,4	83,2	0,227	12,2	88,8	87,7	0,012	0,210
2037	1,4	6,2	36,8	19,7	89,4	0,244	12,6	101,4	89,2	0,011	0,221
2038	1,2	5,6	52,7	21,0	95,0	0,259	13,1	114,5	90,6	0,010	0,231
2039	1,1	5,1	101,2	22,1	100,1	0,273	13,6	128,2	91,8	0,009	0,240

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. III Возвратный объект. 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.	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	4	0	1	0	0	0	3	5,6	18,9
2027	0	0	0	4	0	0	0	0	0	3	5,2	20,1
2028	0	0	0	4	0	0	0	0	0	3	4,9	21,9
2029	0	0	0	4	0	0	0	0	0	3	4,7	23,9
2030	0	0	0	5	1	0	0	0	0	4	4,6	23,4
2031	0	0	0	5	0	0	1	1	0	3	6,1	33,3
2032	0	0	0	5	0	0	0	0	0	3	5,7	36,1
2033	0	0	0	5	0	0	1	1	0	2	7,1	27,2
2034	0	0	0	5	0	0	0	0	0	2	6,6	28,1
2035	0	0	0	5	0	0	0	0	0	2	6,1	28,9
2036	0	0	0	6	1	0	0	0	0	3	5,5	25,2
2037	0	0	0	6	0	0	0	0	0	3	5,1	25,9
2038	0	0	0	6	0	0	0	0	0	3	4,7	26,7
2039	0	0	0	6	0	0	0	0	0	3	4,4	27,4

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III Возвратный объект. 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							годовая	накопленная
2026	5,0	5,6	6,8	21,7	24,1	0,077	16,9	78,6	70,5	0,075	0,221
2027	5,4	6,0	7,9	27,1	30,1	0,096	20,9	99,4	74,0	0,081	0,302
2028	5,1	5,7	8,2	32,2	35,8	0,114	22,8	122,2	77,5	0,077	0,379
2029	4,8	5,4	8,4	37,1	41,2	0,131	24,8	147,1	80,5	0,073	0,452
2030	6,3	7,0	12,0	43,4	48,2	0,154	32,5	179,6	80,5	0,095	0,547
2031	6,4	7,1	13,7	49,8	55,3	0,176	34,7	214,2	81,6	0,096	0,643
2032	5,9	6,6	14,7	55,7	61,9	0,197	37,7	251,9	84,3	0,089	0,732
2033	4,9	5,5	14,4	60,6	67,4	0,215	18,9	270,8	73,8	0,074	0,806
2034	4,6	5,1	15,6	65,2	72,5	0,231	19,5	290,3	76,5	0,068	0,874
2035	4,2	4,7	17,1	69,4	77,2	0,246	20,1	310,3	79,0	0,063	0,937
2036	5,8	6,4	28,0	75,2	83,6	0,266	26,3	336,6	78,1	0,086	1,023
2037	5,3	5,9	35,9	80,5	89,5	0,285	26,9	363,5	80,3	0,080	1,103
2038	4,9	5,5	51,9	85,4	94,9	0,303	27,7	391,2	82,3	0,074	1,177
2039	4,5	5,1	99,8	90,0	100,0	0,319	28,5	419,8	84,1	0,068	1,245

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. IV Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	0	0	0	1	1	0	0	0	1	2,8	8,4
2031	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2,4	8,0
2032	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2,1	7,6
2033	0	0	0	2	1	0	0	0	2	2,1	5,5
2034	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1,9	5,3
2035	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1,7	6,0
2036	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1,4	7,0
2037	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1,2	8,4
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. IV Возвратный объект. 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							годовая	накопленная
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	0,6	7,1	7,9	1,3	16,8	0,043	1,7	2,6	66,7	0,009	0,016
2031	0,8	10,4	12,6	2,2	27,3	0,070	2,8	5,4	69,8	0,013	0,029
2032	0,7	9,0	12,4	2,9	36,3	0,092	2,6	8,0	72,7	0,011	0,040
2033	1,2	14,6	22,9	4,1	50,9	0,130	3,0	11,1	61,7	0,017	0,057
2034	1,3	16,7	34,0	5,4	67,5	0,172	3,7	14,8	63,9	0,020	0,077
2035	1,2	14,4	44,3	6,6	81,9	0,209	4,1	18,9	72,3	0,017	0,094
2036	1,0	12,4	68,8	7,5	94,4	0,240	4,9	23,8	79,5	0,015	0,109
2037	0,9	10,7	189,3	8,4	105,0	0,268	5,8	29,6	85,4	0,013	0,122
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 4.1.13 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

Наименование	Объекты					
	I	II	I Возвр.	II Возвр.	III Возвр.	IV Возвр.
Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв	2,2	2,8	7,6	6,3	6,5	7,6
Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв	2,2	2,6	5,9	6,3	4,3	7,6
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год	38,3	10,7	6,4	2,7	6,4	1,3
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	4,2	3,7	10,5	12,2	7,1	16,7
Год выхода на проектный уровень	2026	2031	2032	2030	2031	2034
Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1	1	1	1
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год	326,2	80,5	47,8	13,6	37,7	5,8
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год	0,574	0,161	0,077	0,038	0,096	0,020
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м ³ /год	356,4	98,9	-	-	-	-
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	44	12	9	3	4	2
в том числе: добывающих	35	10	9	3	4	2
нагнетательных	9	2	-	-	-	-
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	0	0	0	0	0	0
в том числе: добывающих	0	0	0	0	0	0
нагнетательных	0	0	0	0	0	0
Фонд резервных скважин, шт.	1	0	0	0	0	0
Накопленная добыча за проектный период, тыс.т:						
нефти	248,1	114,0	60,3	22,0	73,3	8,0
жидкости	3347,8	989,6	356,7	128,0	358,1	29,0
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т:						
нефти	908,5	290,1	61,2	22,1	90,0	8,4
жидкости	6060,6	1701,8	358,8	128,2	419,8	29,6
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,327	0,299	0,159	0,273	0,319	0,268
Средняя обводненность к концу разработки, %	95,7	89,9	88,3	91,8	84,1	85,4

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

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

9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

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

В таблицах 4.1.14 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.

Таблица 4.1.14 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№	Параметры		Объекты					
			I	II	I Возвр	II Возвр	III Возвр	IV Возвр
1	Плотность сетки скважин, га/скв	на начало разбурирования	2,2	2,8	7,6	6,3	6,5	7,6
		на конец разбурирования	2,2	2,6	5,9	6,3	4,3	7,6
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту		4/1	5/1	9/-	3/-	4/-	2/-
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		$R_{пл} > R_{нас}$; $R_{заб} \geq R_{нас}$					
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа		$\Delta P = R_{пл} - R_{заб}$, где минимальное $R_{заб} \geq R_{нас}$					
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т		15	15	15	15	15	15
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.		+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1					
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³		+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1					
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.		В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1					

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

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	2032-2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	24 296	24296	0	0	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	282 181	282181	0	0	0	0	0	0
Резервуары	тыс.тг.	221 198	221198	0	0	0	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	289 927	54609	56247	57935	59673	61463	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	818 620	583302	56247	57935	59673	61463	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	818 620	583302	56247	57935	59673	61463	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	836 529	583302	57935	61411	65043	68839	0	0

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
НДС (с выручки)	тыс.тг.	8 647 743	808 041	774 860	731 113	701 015	711 110	707 197	680 279	634 884	594 978	539 499	506 514	466 005	412 503	379 745
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	2 459 269	185 188	202 911	211 991	212 352	212 599	207 537	202 089	185 799	184 856	156 280	148 446	136 758	113 782	98 680
Налог на имущество	тыс.тг.	63 232	3 952	7 446	7 089	6 831	6 660	6 100	5 185	4 408	3 747	3 185	2 708	2 302	1 957	1 663
Прочие налоги	тыс.тг.	17 616	1 066	1 093	1 120	1 148	1 177	1 207	1 237	1 268	1 299	1 332	1 365	1 399	1 434	1 470
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 174 843	93 525	95 201	95 584	96 814	97 638	95 472	91 395	86 928	86 621	75 981	73 972	67 799	58 579	59 335
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	49	5	5	4	4	4	4	4	4	3	3	3	2	2	2
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 161 086	216 752	164 377	115 415	76 285	83 850	96 580	97 085	79 311	38 817	51 638	31 608	30 222	36 335	42 810
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	-3 771 648	-307 553	-303 828	-299 910	-307 580	-309 182	-300 296	-283 284	-277 168	-279 635	-251 080	-248 412	-227 523	-200 414	-175 784
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	3 899 249	393 383	314 364	308 804	310 265	314 661	299 406	282 429	278 038	273 218	252 639	248 388	227 991	205 425	190 238
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-4 748 493	-414 658	-460 496	-422 309	-390 750	-396 449	-407 791	-397 850	-356 846	-321 760	-286 860	-258 126	-238 014	-207 077	-189 507
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг.	4 876 095	500 487	471 032	431 203	393 436	401 928	406 900	396 995	357 716	315 343	288 419	258 102	238 483	212 089	203 961

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Продажа продукции по направлениям																
Нефти																
на экспорт	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок	тыс. тонн	521,439	54,431	51,023	47,597	44,808	44,894	43,558	40,878	37,220	34,030	30,104	27,574	24,8	21,4	19,2
Цена реализации продукции																
Нефти																
на экспорт	тг/тонн		218938,95	219469,50	222474,60	222474,60	222474,60	228036,47	233737,38	239580,81	245570,33	251709,59	258002,33	264452,4	271063,7	277840,3
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	101472,95	104009,77	106610,02	109275,27	112007,15	114807,33	117677,5	120619,5	123634,9
Производственная прибыль от реализации																
Нефти																
на экспорт	тыс.тг.	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок	тыс.тг.	54048392,1	5050254,38	4842874,22	4569458,16	4381346,59	4444438,01	4419978,17	4251743,93	3968025,64	3718614,43	3371866,37	3165712,36	2912533,2	2578141,8	2373404,9
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	54 048 392,09	5050254,38	4842874,22	4569458,16	4381346,59	4444438,01	4419978,17	4251743,93	3968025,64	3718614,43	3371866,37	3165712,36	2912533,2	2578141,8	2373404,9

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.	8 086,17	736,62	707,76	676,73	653,02	670,63	666,94	641,55
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	91 880,62	8 369,99	8 042,07	7 689,51	7 420,01	7 620,11	7 578,18	7 289,73
Затраты на материалы	тыс.тг.	693 501,50	63 175,48	60 700,36	58 039,30	56 005,18	57 515,51	57 198,97	55 021,85
Ремонт автодорог	тыс.тг.	40 724,44	3 114,77	3 123,23	3 130,17	3 135,51	3 139,16	3 064,41	2 983,97
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	5 735,74	438,69	439,88	440,86	441,61	442,13	431,60	420,27
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	54 409,59	4 161,47	4 172,77	4 182,05	4 189,18	4 194,05	4 094,19	3 986,72
Ремонт скважин	тыс.тг.	31 151,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7 998,62
НИР	тыс.тг.	1 283 655,12	98 179,14	98 445,93	98 664,70	98 832,88	98 947,80	96 591,90	94 056,36
Геофизические работы	тыс.тг.	98 539,19	7 849,02	7 870,35	7 887,84	7 901,28	5 893,80	5 655,04	7 519,42
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	121 986,22	9 330,00	9 355,35	9 376,14	9 392,12	9 403,05	9 179,16	8 938,21
Транспортные услуги	тыс.тг.	2 685 752,18	205 417,20	205 975,40	206 433,12	206 784,99	207 025,44	202 096,27	196 791,24
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	2 504 656,08	191 566,24	192 086,80	192 513,66	192 841,80	193 066,04	188 469,23	183 521,91
Охрана труда	тыс.тг.	761 274,04	58 225,32	58 383,54	58 513,28	58 613,02	58 681,18	57 284,00	55 780,30
Охрана объектов	тыс.тг.	1 065 002,30	64 471,54	66 083,33	67 735,41	69 428,80	71 164,51	72 943,63	74 767,22
Аренда	тыс.тг.	1 364 765,38	104 382,78	104 666,43	104 899,02	105 077,83	105 200,01	102 695,25	99 999,50
Расходы на экологию	тыс.тг.	2 299,21	175,85	176,33	176,72	177,02	177,23	173,01	168,47
Командировочные расходы	тыс.тг.	26 943,63	2 060,76	2 066,36	2 070,95	2 074,48	2 076,89	2 027,44	1 974,22
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	20 240 106,23	1 717 297,14	1 721 963,71	1 725 790,30	1 728 731,98	1 730 742,14	1 689 533,99	1 645 183,72
Затраты на персонал	тыс.тг.	1 927 359,93	163 529,27	163 973,64	164 338,02	164 618,15	164 809,56	160 885,53	156 662,28
Услуги по хранению	тыс.тг.	42 784,34	3 272,32	3 281,21	3 288,50	3 294,11	3 297,94	3 219,42	3 134,91
Потери нефти	тыс.тг.	280 232,94	22 435,08	22 837,21	22 929,05	23 224,23	23 421,75	22 902,26	21 924,14
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	17 796,39	8 568,77	0,00	0,00	9 227,63	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	288 141,46	0,00	21 748,35	22 292,06	45 698,72	46 841,18	72 018,32	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	271 939,09	0,00	9 285,61	9 517,75	0,00	9 999,58	20 499,15	21 011,63
Вывод из консервации	тыс.тг.	25 787,91	25 787,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	77 458,50	0,00	18 653,39	19 119,73	19 597,72	20 087,66	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	4 083,75	0,00	0,00	0,00	0,00	2 016,67	2 067,08	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	36 023 941,34	2 900 485,11	2 933 913,86	2 936 371,64	2 975 124,30	2 996 226,20	2 930 972,22	2 804 083,48
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	2 459 268,57	185 188,03	202 910,90	211 990,76	212 352,11	212 599,03	207 537,15	202 089,30
Налог на имущество	тыс.тг.	63 232,28	3 951,67	7 445,66	7 088,99	6 831,47	6 660,16	6 100,05	5 185,21
Земельный налог	тыс.тг.	7 255,46	439,22	450,20	461,46	472,99	484,82	496,94	509,36
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	10 360,27	627,17	642,85	658,93	675,40	692,28	709,59	727,33
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 174 843,23	93 524,60	95 200,98	95 583,82	96 814,35	97 637,74	95 472,17	91 394,69
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	48,91	4,71	4,52	4,31	4,17	4,25	4,16	3,94
Итого производственных затрат	тыс.тг.	39 738 950,07	3 184 220,52	3 240 568,98	3 252 159,90	3 292 274,79	3 314 304,48	3 241 292,29	3 103 993,31
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	5 961 699,15	530 796,38	544 837,29	515 161,96	486 834,57	490 349,92	487 651,30	469 090,20
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	5 961 699,15	530 796,38	544 837,29	515 161,96	486 834,57	490 349,92	487 651,30	469 090,20
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 790 845,71	161 358,84	150 331,99	143 412,83	141 669,54	142 952,08	142 195,48	137 192,59
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	343 596,72	35 866,98	33 621,23	31 363,22	29 525,88	29 582,56	28 702,19	26 936,32
Страхование	тыс.тг.	300 489,12	22 982,62	23 045,08	23 096,29	23 135,66	23 162,56	22 611,07	22 017,53
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	354 244,66	10 349,06	29 004,85	29 339,14	29 363,72	29 751,24	29 962,26	29 309,72
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	395 584,77	51 689,18	29 004,85	29 339,14	29 363,72	29 751,24	29 962,26	29 309,72
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	396 930,43	40 470,99	35 655,98	30 275,05	30 280,58	30 704,48	30 957,69	29 619,30
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	7 752 544,85	692 155,21	695 169,28	658 574,79	628 504,12	633 302,01	629 846,78	606 282,79
Итого затраты	тыс.тг.	47 491 494,92	3 876 375,73	3 935 738,26	3 910 734,70	3 920 778,91	3 947 606,49	3 871 139,06	3 710 276,10
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг.	54 048 392,09	5 050 254,38	4 842 874,22	4 569 458,16	4 381 346,59	4 444 438,01	4 419 978,17	4 251 743,93
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	47 491 494,92	3 876 375,73	3 935 738,26	3 910 734,70	3 920 778,91	3 947 606,49	3 871 139,06	3 710 276,10
Операционный доход	тыс.тг.	6 556 897,17	1 173 878,65	907 135,96	658 723,46	460 567,68	496 831,52	548 839,11	541 467,83
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	643 370,16	48 733,78	50 334,11	51 976,97	54 398,79	60 832,06	58 984,95	55 333,58

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Балансовая прибыль	тыс.тг.	5 913 527,01	1 125 144,87	856 801,85	606 746,49	406 168,89	435 999,46	489 854,16	486 134,25
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	751 465,56	90 118,44	85 252,51	81 649,64	79 140,40	77 582,72	65 937,11	56 041,32
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	5 805 431,61	1 083 760,20	821 883,45	577 073,82	381 427,28	419 248,79	482 902,00	485 426,51
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	5 805 431,61	1 083 760,20	821 883,45	577 073,82	381 427,28	419 248,79	482 902,00	485 426,51
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 161 086,32	216 752,04	164 376,69	115 414,76	76 285,46	83 849,76	96 580,40	97 085,30
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	4 752 440,69	908 392,83	692 425,16	491 331,73	329 883,44	352 149,70	393 273,76	389 048,95
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	4 752 440,69	908 392,83	692 425,16	491 331,73	329 883,44	352 149,70	393 273,76	389 048,95

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	11	12	13	14	15	16	17
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	598,74	561,11	508,78	477,68	439,48	389,02	358,13
Затраты на химреагенты	6 803,29	6 375,67	5 781,16	5 427,70	4 993,62	4 420,30	4 069,27
Затраты на материалы	51 350,25	48 122,62	43 635,35	40 967,51	37 691,11	33 363,75	30 714,25
Ремонт автодорог	3 058,57	3 052,54	2 875,16	2 773,68	2 665,34	2 367,71	2 240,21
Ремонт зданий и сооружений	430,78	429,93	404,95	390,65	375,39	333,47	315,52
Ремонт прочего оборудования	4 086,38	4 078,32	3 841,33	3 705,76	3 561,00	3 163,36	2 993,02
Ремонт скважин	4 514,09	18 639,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НИР	96 407,77	96 217,49	90 626,48	87 427,89	84 012,74	74 631,32	70 612,71
Геофизические работы	7 707,40	7 692,19	7 245,21	6 989,50	6 716,47	5 966,47	5 645,20
Маркшейдерские работы	9 161,67	9 143,58	8 612,27	8 308,31	7 983,76	7 092,24	6 710,35
Транспортные услуги	201 711,02	201 312,91	189 614,99	182 922,70	175 777,28	156 148,82	147 740,81
Техобслуживание и содержание ОС	188 109,96	187 738,69	176 829,55	170 588,51	163 924,89	145 619,95	137 778,87
Охрана труда	57 174,81	57 061,96	53 746,20	51 849,27	49 823,91	44 260,24	41 877,00
Охрана объектов	76 636,40	78 552,31	80 516,12	82 529,02	84 592,25	86 707,05	88 874,73
Аренда	102 499,49	102 297,18	96 352,89	92 952,20	89 321,25	79 347,05	75 074,51
Расходы на экологию	172,68	172,34	162,33	156,60	150,48	133,68	126,48
Командировочные расходы	2 023,58	2 019,58	1 902,23	1 835,09	1 763,41	1 566,49	1 482,14
Затраты на оплату труда ОПП	1 507 697,23	1 499 903,58	1 263 489,67	1 199 499,28	1 103 354,15	915 670,67	791 248,66
Затраты на персонал	143 570,16	142 828,01	120 315,54	114 222,07	105 066,67	87 194,55	75 346,49
Услуги по хранению	3 213,28	3 206,94	3 020,59	2 913,98	2 800,15	2 487,47	2 353,53
Потери нефти	20 852,53	20 778,93	18 226,59	17 744,78	16 263,99	14 052,15	12 640,26
Перевод добывающих скважин под нагнетание	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	25 221,42	0,00	0,00	54 321,41	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	0,00	11 037,67	33 940,84	34 789,36	35 659,09	48 734,09	37 464,33
Вывод из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перфорация	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	2 676 132,65	2 671 732,14	2 348 994,88	2 293 281,19	2 101 951,07	1 820 290,71	1 634 381,90
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	185 798,63	184 856,22	156 279,76	148 446,29	136 757,96	113 782,44	98 679,98
Налог на имущество	4 407,66	3 746,78	3 185,05	2 707,58	2 301,73	1 956,75	1 663,49
Земельный налог	522,10	535,15	548,53	562,24	576,30	590,70	605,47
Прочие налоги и фонды	745,51	764,15	783,26	802,84	822,91	843,48	864,57
НДПИ на добычу нефти	86 927,54	86 620,71	75 980,82	73 972,36	67 799,40	58 578,93	59 335,12
НДПИ на добычу газа	3,53	3,25	2,89	2,65	2,43	2,14	1,97
Итого производственных затрат	2 954 537,62	2 948 258,41	2 585 775,17	2 519 775,14	2 310 211,80	1 996 045,15	1 795 532,50
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	437 787,87	410 270,61	372 014,28	349 269,54	321 336,56	284 443,53	261 855,13
Итого расходы по реализации	437 787,87	410 270,61	372 014,28	349 269,54	321 336,56	284 443,53	261 855,13

Составляющие	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	11	12	13	14	15	16	17
Общехозяйственные расходы	131 512,38	125 514,33	121 473,76	109 375,28	105 011,29	94 844,86	84 000,44
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	24 525,72	22 423,56	19 836,72	18 169,67	16 308,82	14 084,28	12 649,57
Страхование	22 567,97	22 523,43	21 214,63	20 465,88	19 666,43	17 470,35	16 529,64
Затраты на обучение персонала	28 040,83	26 761,33	26 717,32	23 489,95	22 932,81	21 019,51	18 202,91
Расходы на НИОКР	28 040,83	26 761,33	26 717,32	23 489,95	22 932,81	21 019,51	18 202,91
Выделение средств на социальные проекты	28 337,03	27 044,70	26 987,77	23 759,83	23 170,41	21 251,21	18 415,42
Итого не производственные затраты	569 300,26	535 784,94	493 488,05	458 644,82	426 347,85	379 288,39	345 855,58
Итого затраты	3 523 837,88	3 484 043,35	3 079 263,22	2 978 419,96	2 736 559,64	2 375 333,54	2 141 388,07
Доходы (убытки)							
Производственный доход	3 968 025,64	3 718 614,43	3 371 866,37	3 165 712,36	2 912 533,17	2 578 141,77	2 373 404,90
Расходы на реализованную продукцию	3 523 837,88	3 484 043,35	3 079 263,22	2 978 419,96	2 736 559,64	2 375 333,54	2 141 388,07
Операционный доход	444 187,76	234 571,08	292 603,15	187 292,40	175 973,53	202 808,22	232 016,82
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	50 368,86	46 041,45	40 725,53	37 296,91	33 473,89	28 907,92	25 961,37
Балансовая прибыль	393 818,90	188 529,62	251 877,62	149 995,49	142 499,64	173 900,30	206 055,45
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	47 631,99	40 485,54	34 412,08	29 250,34	24 863,33	21 134,66	17 965,48
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	396 555,77	194 085,54	258 191,07	158 042,06	151 110,20	181 673,56	214 051,34
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	396 555,77	194 085,54	258 191,07	158 042,06	151 110,20	181 673,56	214 051,34
Корпоративный подоходный налог	79 311,15	38 817,11	51 638,21	31 608,41	30 222,04	36 334,71	42 810,27
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	314 507,75	149 712,52	200 239,41	118 387,08	112 277,60	137 565,59	163 245,18
Налог на сверхприбыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	314 507,75	149 712,52	200 239,41	118 387,08	112 277,60	137 565,59	163 245,18

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	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	54 048 392	5 050 254	4 842 874	4 569 458	4 381 347	4 444 438	4 419 978	4 251 744	3 968 026	3 718 614	3 371 866	3 165 712	2 912 533	2 578 142	2 373 405	2 238 693
Итого приток средств	тыс.тг.	54 048 392	5 050 254	4 842 874	4 569 458	4 381 347	4 444 438	4 419 978	4 251 744	3 968 026	3 718 614	3 371 866	3 165 712	2 912 533	2 578 142	2 373 405	2 238 693
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	47 491 495	3 876 376	3 935 738	3 910 735	3 920 779	3 947 606	3 871 139	3 710 276	3 523 838	3 484 043	3 079 263	2 978 420	2 736 560	2 375 334	2 141 388	2 268 484
прямые затраты	тыс.тг.	36 023 941	2 900 485	2 933 914	2 936 372	2 975 124	2 996 226	2 930 972	2 804 083	2 676 133	2 671 732	2 348 995	2 293 281	2 101 951	1 820 291	1 634 382	1 769 157
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 715 009	283 735	306 655	315 788	317 150	318 078	310 320	299 910	278 405	276 526	236 780	226 494	208 261	175 754	161 151	174 535
расходы периода	тыс.тг.	7 752 545	692 155	695 169	658 575	628 504	633 302	629 847	606 283	569 300	535 785	493 488	458 645	426 348	379 288	345 856	324 792
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	836 529	583 302	57 935	61 411	65 043	68 839	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	836 529	583 302	57 935	61 411	65 043	68 839	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 161 086	216 752	164 377	115 415	76 285	83 850	96 580	97 085	79 311	38 817	51 638	31 608	30 222	36 335	42 810	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11 321
Итого отток средств	тыс.тг.	49 489 111	4 676 430	4 158 050	4 087 560	4 062 108	4 100 295	3 967 719	3 807 361	3 603 149	3 522 860	3 130 901	3 010 028	2 766 782	2 411 668	2 184 198	2 257 163
Поток денежной наличности	тыс.тг.	4 559 281	373 825	684 824	481 898	319 239	344 143	452 259	444 383	364 877	195 754	240 965	155 684	145 751	166 473,51	189 206,55	-18 470,12
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.																
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 914 934	373 825	617 794	392 178	234 374	227 927	270 214	239 521	177 417	85 867	95 353	55 576	46 938	48 363	49 587	-4 367
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 558 687	373 825	595 500	364 384	209 905	196 765	224 853	192 119	137 171	63 992	68 497	38 483	31 328	31 115	30 751	-2 610
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 235 620	373 825	570 687	334 651	184 745	165 964	181 753	148 823	101 830	45 526	46 701	25 144	19 616	18 671	17 684	-1 439
Накопленный поток денежной наличности																	
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	4 559 281	373 825	1 058 649	1 540 547	1 859 786	2 203 929	2 656 188	3 100 570	3 465 447	3 661 201	3 902 166	4 057 850	4 203 601	4 370 075	4 559 281	4 540 811
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 914 934	373 825	991 619	1 383 797	1 618 171	1 846 098	2 116 312	2 355 833	2 533 250	2 619 117	2 714 470	2 770 046	2 816 983	2 865 346	2 914 934	2 910 567
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 558 687	373 825	969 324	1 333 708	1 543 613	1 740 378	1 965 231	2 157 349	2 294 520	2 358 512	2 427 010	2 465 492	2 496 821	2 527 936	2 558 687	2 556 077
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 235 620	373 825	944 512	1 279 163	1 463 908	1 629 872	1 811 625	1 960 447	2 062 278	2 107 804	2 154 505	2 179 648	2 199 265	2 217 936	2 235 620	2 234 181

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

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

Результаты расчетов:

Расчетный период составил:

1 вариант – 2026 - 2039гг.

2 вариант – 2026 - 2039гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 836,5 млн. тг.

2 вариант – 836,5 млн. тг..

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 44 756,2 млн. тг

2 вариант – 48 243,0 млн. тг.

Поступления Государства за рентабельный период:

1 вариант – 4 037,6 млн. тг.

2 вариант – 4 876,1 млн. тг.

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

1 вариант – 1 308,5 млн. тг.

2 вариант – 2 914,9 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 - 2039	2026 - 2039
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	416	435
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	51,9	54,8
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	0,8	0,8
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	411,2	427,6
Темп отбора при проектном уровне	%	3,8	4,0
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	58	58
добывающих	ед.	49	47

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
нагнетательных	ед.	9	11
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	0
Нефтедобывающих	ед.	0	0
Накопленные показатели			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	459,40	525,11
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	1 315	1 380
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	7	7
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	13	14
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	4 901	5 209
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	8 393	8 701
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	4 541	4 697
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	7 013	7 169
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,290	0,305
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	93,2%	92,2%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	47 078,8	54 048,4
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	836,5	836,5
в строительство скважин	млн. тг	0,0	0,0
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	836,5	836,5
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	44 004,7	47 491,5
производственные расходы	млн. тг	33 645,9	36 023,9
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	3 460,7	3 715,0
непроизводственные расходы	млн. тг	6 898,1	7 752,5
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	44 756,2	48 243,0
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	1 883,6	4 559,3
- Поступления Государству	млн. тг	4 037,6	4 876,1
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	1 308,5	2 914,9
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	1 178,3	2 558,7
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	1 057,1	2 235,6

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

Скважины эксплуатируются при помощи установок штанговых винтовых насосов (УШВН), установок штанговых глубинных насосов (УШГН), также согласно «Проекту разработки месторождения «Уаз» 2022 г.» (Протокол ЦКРР 31/12 от 22 сентября 2022 г.) и «Анализу разработки месторождения «Уаз» 2024 г.» (Протокол ЦКРР 57/8 от 21-22 ноября 2024г.) предусмотрено внедрение ОРЭ в количестве 3 ед. на скважины №№43, 52, 59 и дополнительно подобрана скважина №66.

В 2025г было выполнено «Дополнение к проекту разработки...» (Протокол ЦКРР 66/18 от 23-24 сентября 2025г.), где также, согласно рекомендуемому варианту, было предложено внедрение ОРЭ в тех же скважинах №№43, 52, 59, 66, но были дополнительные рассмотрены скважины №№4, 39, 65, 101. Последние ожидаются к внедрению на период 2026-2028гг.

На дату составления отчета в скважинах №№43, 52, 59, 66 внедрена технология ОРЭ по схеме ШГН-ШГН, которая осуществляется с помощью двух штанговых насосов, установленных один под другим с использованием одной колонны НКТ.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта разработки, полная версия технологических показателей вариантов разработки представлены в главе 4.

Согласно таблице 6.1.1 в 2027 г. ожидается ввод из бурения одной скважины. Средний эксплуатационный фонд скважин снизится от 46 ед. до 25 ед., средний дебит по жидкости увеличится от 23,8 тн/сут до 33,8 тн/сут, средняя обводненность увеличится от 86,4% до 93,4%.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Механизированная	Ввод скважин	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	46	46	45	44	43	41	39	39	38	35	31	29	27	25
	Дебит по жидкости, тн/сут:														
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	23,8	27,1	25,8	26,2	28,9	27,2	29,8	31	33,3	32,3	31	34,9	33,2	33,8
	Средняя обводненность, %	86,4	87,9	87,9	88,8	89,7	89,3	89,8	91	92,2	92,3	92,5	93,2	93,1	93,4

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

На дату отчета добыча нефти осуществляется механизированным способом.

Установка винтового штангового насоса (УШВН)

Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости ($\mu > 200$ МПа·с), с повышенным содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравнированность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

УШВН рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом $3 \div 100$ м³/сутки с напором до 1200 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{пр} < 0,7$ МПа. Эксплуатационные затраты УШВН зависят от долговечности эластомера статора.

УШВН состоит из системы управления, наземного привода, глубинного насоса и специального оборудования (противоотворотные якоря, газовые сепараторы), входящего в комплект поставки.

Наземное оборудование

В систему управления входят частотные преобразователи, устройства защиты двигателя, счётчики измерения давления для управления пуском и остановкой электродвигателя. Данное устройство имеет автоматическую индикацию для ведения записи тока, общего рабочего времени и других параметров, а также обладает функциями защиты от перегрузки и недогрузки двигателя для обеспечения нормальной эксплуатации скважины.

Наземный привод передаёт вращающую силу на ротор глубинного насоса и состоит из редукционной коробки, электродвигателя, герметически закрытой коробки и других частей.

Скважинный насос

Глубинный насос состоит из ротора и статора. В комплект УШВН входят также: полированный шток, центраторы насосных штанг, якоря для защиты от отворота НКТ, газовый сепаратор и др. оборудование.

УШВН могут применяться в скважинах с высокими и низкими динамическими уровнями, при этом во втором случае, с низкой скоростью вращения ротора и постоянным контролем динамического уровня. Выбор скважин для оборудования УШВН должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учётом продуктивной характеристики скважин и рабочей характеристики насосной установки, при этом необходимо учитывать, что оптимальными являются режимы с невысокими режимами откачки при большей производительности насоса. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Установка 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 1500 м). К 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. К.п.д. 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.

Устьевое оборудование

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК), к боковым отводам присоединены краны (задвижки). На верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части, на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2. Давление, воспринимаемое устьевым сальником, обусловлено противодавлением на устье скважины, которое с внедрением однотрубной системы сбора и транспортирования нефти и газа равно 4 МПа.

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

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, СКДР, ПШН, ПНШТ грузоподъемностью от 3 до 6 тонн.

В таблице 6.1.2 приведены основные параметры, рекомендуемых станков-качалок.

Таблица 6.1.2 – Виды станков-качалок

Тип станка-качалки	Максимальная нагрузка в точке подвеса, тонн	Ход полированного штока, м	Нагрузка на устьевом штоке, кг.
ПШН-4		0,90; 0,87	3000
ПШН-6		2,50; 1,40	6000
ПНШТ-6		2,52; 2,45	6000
СК-3	2-3	1,20; 1,2; 1,0; 1,20; 0,74	3000
СК-5	3-5	2,52; 1,45; 3; 2,52; 1,45; 3	5000
СКДР-6	3-6	2,9	6000

Линейный привод штангового насоса

Назначение: линейный привод штангового глубинного насоса LRP® — это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение глубинного насоса в скважине путем перемещения вперед и назад асинхронного двигателя, определяющего положение.

Линейный привод штангового глубинного насоса LRP® — это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение глубинного насоса в скважине путем перемещения вперед и назад асинхронного двигателя, определяющего положение.

Система LRP® использует преимущества реверсирования двигателя и возможности сервопозиционирования вектора плотности потока регулируемого привода, чтобы напрямую регулировать насосную штангу, используя простой механизм реечной передачи.

Линейный привод ШГН - LRP® - устанавливается непосредственно на устье скважины. Полированная насосная штанга проходит через канал внутри стойки и поддерживается сверху при помощи обычного штангодержателя. Насосная штанга способна двигаться внутри стойки при захвате штока или насоса.

Асинхронный двигатель, соединенный с механизмом реечной передачи через редуктор, двигает стойку вверх-вниз и придает движение насосной штанге. При каждом рабочем ходе, стойка смазывается за счет погружения в полностью закрытую масляную ванну.

Массивный противовес стандартной системы заменяют пневматическим противовесом. Это увеличивает подъемную силу, доступную в системах LRP®, за счет сохранения энергии при каждом ходе вниз и ее выделении при следующем ходе вверх.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения диаметром 57 мм. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм, группа прочности «Д», неравнопрочные по ГОСТ 633-80. Характеристики НКТ указаны в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3 – Характеристики насосно-компрессорных труб, гладкие (неравнопрочные)

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Страгивающая нагрузка (Тс) для резьбового соединения при $\sigma = \sigma_T$
			Д
73	5,5	62	29,4

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

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения/уменьшения длины хода штока,

либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

В таблице 6.1.4 приведена теоретическая производительность насосов, применяемых и рекомендуемых для добычи нефти на месторождении.

Таблица 6.1.4 - Теоретическая производительность насосов

Число качаний	Длина хода	Диаметр насоса 57 мм
		Дебит жидкости, м ³ /сут
4	1,2	17,6
	1,5	22
	1,8	26,5
	2,1	30,9
	2,5	36,7
	3	44,1
5	0,9	16,5
	1,2	22
	1,5	27,5
	1,8	33
	2,1	38,5
	2,5	45,9
	3	55,1
6	0,9	19,8
	1,2	26,5
	1,5	33,1
	1,8	39,7
	2,1	46,3
	2,5	55,1
	3	66,1
7	0,9	23,1
	1,2	30,8
	1,5	38,5
	1,8	46,2
	2,1	54
	2,5	64,3
	3	77,1

Как видно из таблицы производительность применяемых и рекомендуемых диаметров штанговых глубинных насосов при длине хода от 0,9 м до 3,0 м и числе качаний от 4 до 7 имеет широкий диапазон для обеспечения проектного дебита.

Применяемая одноступенчатая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Материал штанг - сталь 40 нормализованная с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ и сталь 20Н2М нормализованная ГОСТ 13877-80. Компонировка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Технология одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Согласно п.281 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр РК, ОРД двух и более объектов одной скважины допускается при применении скважинного и наземного оборудования, обеспечивающего отдельный учет добываемой продукции; проведении промысловых исследований каждого объекта.

На месторождении была рекомендована и внедрена технология ОРЭ по схеме ШГН-ШГН (см. Рис. 6.1.1) осуществляется с помощью двух штанговых насосов, установленных один под другим с использованием одной колонны НКТ.

Насосы приводятся в движение колонной полых штанг с помощью одного привода.

Из верхнего интервала забор жидкости производится трубным специальным штанговым насосом типа СП. Из насоса жидкость поступает в колонну полых штанг далее через тройник и гибкий рукав жидкость направляется в трубопровод и узел учета.

Из нижнего интервала забор жидкости производится трубным насосом типа ННБ и подается по колонне НКТ, и далее в трубопровод.

В первом варианте скважинная жидкость, поднимающаяся по полым штангам, попадает в полый шток и далее через гибкий рукав подается непосредственно в прибор учета (типа СКЖ 30-40М2) и далее в общую линию. Таким образом компоновка ОРЭ постоянно работает в два канала что позволяет мониторить работы обоих интервалов отдельно. В применяемой компоновке используется глубинный манометр и термометр в одном блоке. Система глубинного мониторинга включает в себя также геофизический кабель связи с наземным узлом считывания информации. Система передает в реальном времени показания нижнего интервала, что позволяет эксплуатировать нижний интервал и насос подконтрольно. Своевременно выявлять проблемы. Верхний насос можно подвергать промывкам через затруб. Для нижнего данной возможности нет.

Критерии применимости:

- обводненность нефти – до 99%;
- динамическая вязкость – до 25 сПз;
- содержание механических примесей – до 1,3 г/л;
- при спуске темп набора кривизны скважины не более 5° на 10 м глубины;
- максимальная глубина спуска установки не более 1500 м.;
- минимальное расстояние между объектами – 7 м.

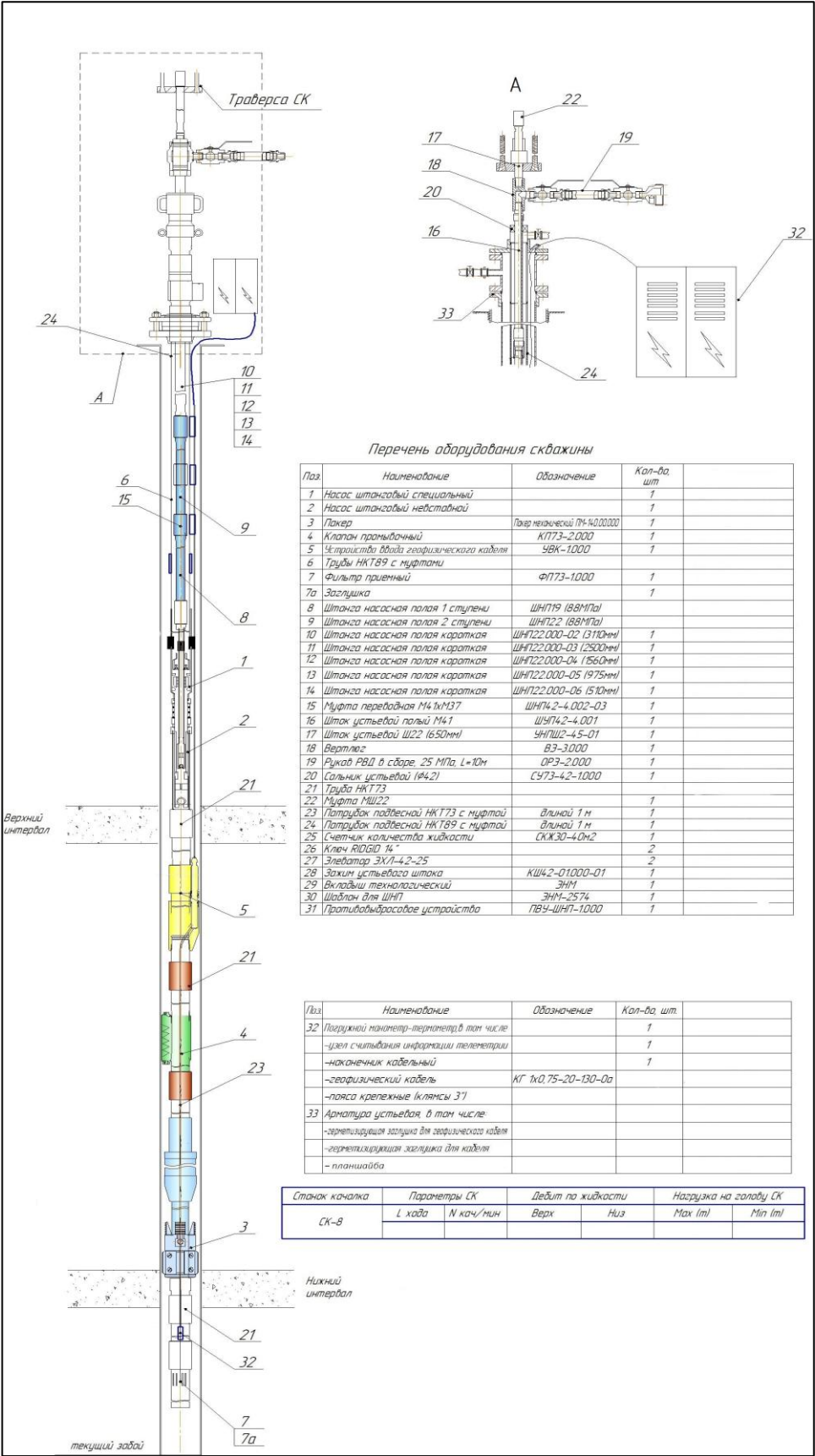


Рисунок 6.1.1 – Применяемая компоновка ОРЭ для добывающих скважин

Проведённая работа по внедрению технологии ОРЭ (обособленной разработки интервалов) в добывающих скважинах №43, 52, 59 и 66 показала положительную динамику. За 376–409 дней эксплуатации каждой из скважин после внедрения технологии был получен дополнительный прирост нефти от 2,73 до 5,18 тыс. тонн. Это свидетельствует о высокой эффективности применённой схемы ШГН-ШГН с двумя насосами на одной колонне НКТ и едином приводе.

Применение ОРЭ позволяет более полно вовлекать в разработку ресурсы многопластовых залежей, рационально использовать добывающий фонд и повышать нефтеотдачу. Однако на момент подготовки анализа внедрение технологии ОРЭ всё ещё ограничено четырьмя скважинами.

Рекомендуется продолжить мониторинг рабочих параметров скважин и проводить необходимые исследования для оптимизации добычи и предотвращения проблем.

Основной объем добычи на месторождении «Уаз» сосредоточен в пределах I объекта разработки, где используется преимущественно УШВН и УШГН.

Технология ОРЭ успешно внедрена на 4 скважинах, каждая из которых показала значительный прирост добычи нефти.

Применение компоновки ШГН-ШГН с двумя насосами на одной подвеске демонстрирует технологическую и экономическую целесообразность.

Потенциал многопластового строения месторождения пока не реализован в полном объёме.

Рекомендуется:

1. Расширить применение технологии ОРЭ на другие потенциальные скважины с учётом геолого-технических параметров и анализа оставшихся запасов.
2. Внедрить систематический замер для мониторинга и оперативного контроля параметров добычи скважин, оборудованных по технологии ОРЭ с боковым клапаном.
3. Рассмотреть возможность внедрения ОРЭ в пределах II объекта и возвратных объектов, особенно в скважинах с признаками остаточных запасов.
4. Продолжить изучение динамики пластового давления и продуктивности интервалов для повышения эффективности эксплуатации месторождения.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования месторождения, возникают такие виды осложнений, как: пескопроявление, загрязнения призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, увеличение обводнённости продукции скважин, а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции, возможно парафиноотложение.

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

Мероприятия по борьбе с АСПО

II-неокомский горизонт охарактеризован одной пробой, которая отобрана из скв. 4 инт. 307-317м. Плотность нефти при температуре 20°C – 923,0 кг/м³, кинематическая вязкость при температуре T=20°C – 513,9 мм²/с; нефть малопарафинистая – 0,19%. Содержание серы и асфальтенов – 0,28 и 1,32%, соответственно. Выход светлых фракций при температуре 300°C – 19,0%.

По горизонту Ю-I исследована одна проба из скважины 4 инт. 421-423м, 426-428м. Нефть тяжелая, плотность нефти при T=20°C – 914,0 кг/м³, кинематическая вязкость при T=20°C – 397,2 мм²/с, высоковязкая. Нефть горизонта Ю-I малосмолистая, содержание смол силикагелевых – 12,15%, малосернистая – 0,26% и малопарафинистая – 0,2%. Содержание асфальтенов – 1,24%. Выход светлых фракций, выкипающих при T= 300°C – 16,0%.

Как отмечалось ранее **горизонты Ю-III, IV** приняты едиными из-за схожести свойств и стратиграфического положения и охарактеризованы 12 пробами. Плотность нефти изменяется от 894,0 до 903,0 кг/м³ в среднем составляя 897,0 кг/м³, кинематическая вязкость при температуре 20°C изменяется в пределах от 110,5 до 197,9 мм²/с и в среднем составляет 125,3 мм²/с. Нефть тяжелая, малосмолистая, содержание смол-силикагелевых в среднем – 11,6%; малосернистая – 0,29%, малопарафинистая – 0,6%. Асфальтены отсутствуют. Выход светлых фракций, выкипающих при T= 300°C, достигает в среднем 22,0%.

Горизонт Ю-V охарактеризован нефтью разных свойств. Нефть тяжелая, плотность нефти при T=20°C в среднем составляет 897 кг/м³, высоковязкая, кинематическая вязкость при T=20°C – 181,0 мм²/с. Малосмолистая, содержание смол-силикагелевых – 12,9%, малосернистая – 0,39%, малопарафинистая – 0,39%. Асфальтены присутствуют в количестве 1,2% в среднем по горизонту. Выход светлых фракций, выкипающих при

температуре 300°C, достигает 17,9%.

Анализ результатов лабораторных исследований показал, что в целом нефть месторождения тяжелая, высоковязкая, малосмолистая, малосернистая и малопарафинистая.

Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

При добыче нефти по мере продвижения продукции от забоя к устью происходит неизбежное изменение термобарических условий. Происходящие процессы уменьшают растворяющую способность нефти по отношению к таким тяжелым фракциям, как парафин, которые выделяются в виде кристаллов, образуя новую твердую фазу, предопределяя вероятность выпадения парафина в стволе скважины.

Как показывает практика, основными промысловыми объектами, в которых наблюдается образование АСПО, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

Для предупреждения и борьбы с АСПО на месторождении Уз рекомендуется применять наиболее часто применяемые методы, которые не требуют остановки скважин на месторождениях, — тепловые и химические методы.

В целом, как показывает практика на месторождении «Уз» интенсивность осложнения от АСПО не наблюдается.

Также для расплавления АСПО возможно использование электронагревателей: переменный электрический ток подается в скважину, при этом выделяется тепло, которое нагревает нефть по всему ходу в колонне НКТ. При этом повышается температура нефти в трубах, изменяется вязкость, улучшается текучесть и предотвращается образование АСПО на подземном оборудовании.

В таблице 6.2.1 указаны проведенные мероприятия по термообработке при помощи АДПН с момента отчета Анализа разработки месторождения.

Таблица 6.2.1 – Термообработка при помощи АДПН

№ скважины	Горизонт	Показатели до ГТМ			Показатели после ГТМ			Прирост нефти, т/сут
		Qжид, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., %	Qжид, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., %	
101	Ю-VIII-IX	4	3,5	1	30,4	25,3	7	21,8

При проведении термообработки на скважине №101 дебит нефти увеличился на 21,8 т/сут, обводненность увеличилась до 7%.

Мероприятия по борьбе с обводненностью

В целях снижения обводненности рекомендуется провести ремонтно-изоляционные работы (РИР) с применением технологии закачки вязкоупругого состава (ВУС). ВУС - вязкоупругий состав на основе полиакриламида и сшивателя (ацетата хрома). Сущность технологии применения ВУС заключается в том, что маловязкий водный раствор на основе полиакриламида в пластовых условиях превращается в гель, способный за счет реологических свойств и адсорбции на скелете породы оказывать сопротивление фильтрации воды, способствующее выравниванию неоднородности пласта.

Для объективной оценки эффективности ВУС необходимо проводить геофизические исследования с целью установления источников и закономерностей процесса обводнения продукции скважин. Подбор технологий, направленных на ликвидацию водопроявлений, следует вести в зависимости от геолого-физических условий призабойных зон и пласта в целом. По своему петрографическому составу нефтеносные пласты месторождения резко отличаются друг от друга. В связи с этим для эффективного воздействия на пласты технологии воздействия, объемы и составы композиций химических продуктов должны быть подобраны строго применительно к каждому продуктивному пласту. Необходимо перед проведением изоляционных работ провести исследования индикаторным методом по определению зон высокой проводимости.

Следует отметить, что возможными причинами недостаточной эффективности проведенной технологии закачки ВУС являются:

- не определение характера поступления воды в связи с отсутствием геофизических исследований (ГИС);
- несоответствие применяемой технологии причинам обводнения;
- отсутствие должного контроля качества приготовления раствора.

За отчетный период на месторождении проведена 1 ремонтная работа по отключению обводненных интервалов на основе цементного раствора и пластифицирующими добавками «Atren cem», «Atren Plast», «Atren antifoam», «Atren flex».

Пластифицирующие добавки применяется в процессах цементирования скважин в качестве пластифицирующей добавки к тампонажным растворам с целью регулирования реологических свойств тампонажных растворов, уменьшения гидравлического сопротивления цементного раствора, уменьшения давления закачки и продавки. Принцип действия основан на диспергировании цементных частиц за счет проявления электростатического и стерического эффекта адсорбированных молекул пластификатора.

В таблице 6.2.2 указаны проведенные мероприятия по отключению обводненных интервалов за отчетный период.

Таблица 6.2.2 – Отключение обводненных интервалов

№ скважины	Горизонт	Показатели до ГТМ			Показатели после ГТМ			Прирост нефти, т/сут
		Qжид, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., %	Qжид, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., %	
18	Ю-III	11,3	1,0	91	5,8	3,8	34	2,7

При проведении мероприятий по отключению обводненных интервалов на скважине №18 дебит нефти увеличился на 2,7 т/сут, обводненность снизилась до 34%.

Мероприятия по борьбе с пескопроявлением

Из практического опыта эксплуатации добывающих скважин месторождения Уаз известно, что вместе с нефтью из продуктивных пластов в скважины выносятся песок. Чрезмерное количество песка в продукции приводит к осаждению части его на забое скважин, образованию песчаных пробок и снижению продуктивности. Образование песчаных пробок, как правило, связано с низкой скоростью подъема жидкости, пульсирующим режимом работы скважинных насосов и остановками скважин.

Кроме того, содержание в откачиваемой продукции песка является серьезным фактором, осложняющим работу глубинных насосов. Такая продукция, попадая в глубинный насос УШГН, приводит к износу пары трения «цилиндр-плунжер», клапанов, вызывает утечки, а в ряде случаев вызывает заклинивание плунжера в цилиндре и обрыв штанг. В ЭВН содержание песка в пластовом флюиде приводит к истиранию эластомеров, а в некоторых случаях и заклиниванию ротора в статоре.

В настоящее время борьбу с песчаными пробками на месторождении Уаз ведут путем промывок забоя. Частота промывок определяется опытным путем для каждой скважины индивидуально.

За отчетный период проводилось 7(5) мероприятий по борьбе с пескопроявлением

№п/п	Мероприятия	Показатели	2025
1	Промывка песчаной пробки	к-во (скв-опер)	7(5)

Рекомендации по разделу:

На месторождении Уаз за отчетный период проводились мероприятия по термообработке при помощи АДПН и отключению обводненных интервалов.

Мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО и отключению обводненных интервалов на месторождении Уаз показывают свою эффективность и рекомендуется их продолжать.

В целях борьбы с АСПО рекомендуется рассмотреть применение НКТ с гладкими защитными поверхностями. Для создания защитных поверхностей лакокрасочных материалов (бакелитовый, эпоксидный, бакелито-эпоксидный модифицированный типа ЮЭЛ лаки).

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки представлены в таблице 6.2.1

Таблица 6.2.3 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ № п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями, при помощи АДПН	2 скв	По графику	глубинное оборудование, выкидные линии
2		Отключение обводненных интервалов	2 скв	По графику	Сильно обводненные скважины

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

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

Существующая система сбора и подготовки нефти

Действующим проектным документом разработки месторождения Уз предусматривается применение герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Уз представлена на рисунке 6.3.2, принципиальная схема системы подготовки нефти, газа и воды на пункте сбора (СП) Уз показана на рисунке 6.3.3.

По состоянию на 01.01.2026 год фонд эксплуатационных скважин составляет 45 единиц (30-ЭВН, 15-ШГН). Продукция с добывающих скважин месторождения Уз по выкидным линиям поступают на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ в кол-ве 4-единиц). На автоматизированных групповых замерных установках производится замер дебита нефти. После замера дебита ГЖС по нефтяному коллектору Ø159×8мм через БГ (блока гребенки) Ø325мм поступает на сборный пункт Уз.

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

Таблица 6.3.1 - Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Уз

№	Марка АГЗУ	№ скважин	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Материальное исполнение трубопровода	Протяженность трубопровода, м
1	АГЗУ-1 Б-40-14-500	64	89х7.0	сталь	155
		62	89х7.0	сталь	255
		19	100х3	СВТ	710
		12	100х3	СВТ	270
		14	89х7.0	сталь	110
		4	114х7	сталь	80
		15	100х3	СВТ	630
		11	100х3	СВТ	315
		31	100х3	СВТ	350
		65	73х5,5	сталь	50
		34	100х3	СВТ	153
		60	100х3	СВТ	662
2	АГЗУ-2 ОЗНА-ИМПУЛЬС 40-14-400	66	89х7.0	сталь	220
		54	100х3	СВТ	190
		41	100х3	СВТ	250
		40	100х3	СВТ	90
		45	100х3	СВТ	247
		44	100х3	СВТ	487

		61	100х3	СВТ	361
		38	100х3	СВТ	150
		49	100х3	СВТ	725
		43	100х3	СВТ	440
		57	100х3	СВТ	423
		37	100х3	СВТ	308
		53	100х3	СВТ	510
		47	100х3	СВТ	650
3	АГЗУ-3 ОЗНА- ИМПУЛЬС 40-14-400	35	100х3	СВТ	302
		67	89х7.0	сталь	475
		71	89х7.0	сталь	50
		55	100х3	СВТ	308
		39	100х3	СВТ	219
		48	100х3	СВТ	144
		59	100х3	СВТ	144
		52	100х3	СВТ	161,4
		70	73х5,5	Сталь (спаренная с скв №52)	250
4	АГЗУ-5 ОЗНА- ИМПУЛЬС 40-14-400	74	89х5.0	сталь	260
		16	89х7.0	сталь	110
		68	89х7.0	сталь	55
		18	89х7.0	сталь	160
		69	89х7.0	сталь	130
		32	89х7.0	сталь	315
		72	89х7.0	сталь	200
		73	73х5,5	сталь	190
		101	73х5.5	сталь	540
		102	73х5.5	сталь	300

Ниже приведена диаграмма (Рис. 6.3.1) с процентным распределением выкидных трубопроводов, по материалу их исполнения.



Рис. 6.3.1 - Распределение выкидных трубопроводов добывающих скважин по материалу их исполнению на месторождении Уаз

Согласно диаграмме по материалу исполнению проиллюстрированная на рисунке 6.3.1, 58% выкидных трубопроводов добывающих скважин являются стекловолоконными, 42 % стальными. В отличие от стекловолоконных труб, стальные имеют такие недостатки как, небольшой срок эксплуатации и высокую коррозионную активность.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции приведен в таблице 6.3.2.



Рис. 6.3.2 - Принципиальная технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Узз

Сборный пункт Узз

На сборном пункте месторождения Узз продукция с месторождения Узз, Узз Восточный Р-2,5 атм поступает на манифольд. Продукция добывающих скважин месторождения Узз Северный по средствам автоцистерн сливается в подземную емкость ЕП-50 сборного пункта Узз. Далее с помощью насосных установок НБ-50 №1 или 2 откачивается на гребенку (БГ) и смешивается с нефтегазовой эмульсией Узз и Узз Восточный. Далее нефтегазовая эмульсия давлением Р-3,0-4,5 атм поступает по нефтяному трубопроводу Ø159мм в нефтегазовый сепаратор НГС. На входе в НГС дозируется химический реагент - деэмульгатор.

Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С конденсатосборника газ используется в печи подогрева ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной эмульсии. На газовой линии установлен вихревой расходомер «OPTISWIRL-4200», который предназначен для замера суточного расхода газа на подогревателях.

С нефтегазосепаратора нефтяная эмульсия поступает в теплообменник V-60м³. Далее нефтяная эмульсия поступает в подогреватель ПТ-16/150 №1. После подогрева на подогревателе ПТ16/150 №1 нефтяная эмульсия поступает в резервуар горизонтальный стальной РГС-100 №3 (отстойник) для разделения нефти от пластовой воды. Отделившаяся нефть по нефтяной линии поступает в подогреватель ПТ16/150 №2 для подогрева нефти. Подогретая нефть с подогревателя ПТ-16/150 №2 поступает в РГС-100 №4 для отделения нефти от пластовой воды.

Предварительно обезвоженная нефть с резервуара горизонтального РГС-100 №4 с

давлением 0,2 МПа поступает в РВС-2000 м³.

Пластовая вода по трубопроводу Ø114 мм с РГС-100 №3 поступает в РВС-1000м³. С резервуара РВС-1000м³ попутно-пластовая вода направляется на прием насосов НБ-125 №5,6 и через расходомер «Optiflux-4100» перекачивается на водораспределительные пункты в систему ППД.

Предварительно-подготовленная нефть в РВС-2000 насосными агрегатами НБ-125 №1,2 с низким содержанием воды откачивается через узел учета по нефтепроводу Ø159мм на сборный пункт месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» Северный Жолдыбай. Протяженность трубопровода составляет 25,5 километров.

Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия с СП месторождения Северный Жолдыбай откачивается на ЦППН месторождения Восточный Макат для подготовки нефти в соответствии СТ РК 1347-2024. Подготовленная товарная нефть с ЦППН «Восточный Макат» откачивается насосами по нефтепроводу Ø219х8мм, протяженностью 11,5 км на ЦРП «Макат».

На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №2, 5, 6, 7, 8 V-2000м³. После подтверждения результатов подготовленной нефти 1 группы качества производится сдачи нефти. С НПС «Макат» товарная продукция через коммерческий узел учета нефти – КУУН поступает в магистральный трубопровод АО «КазТранОйл».

Технологическая схема СП Уаз представлена на рисунке 6.3.3.

.

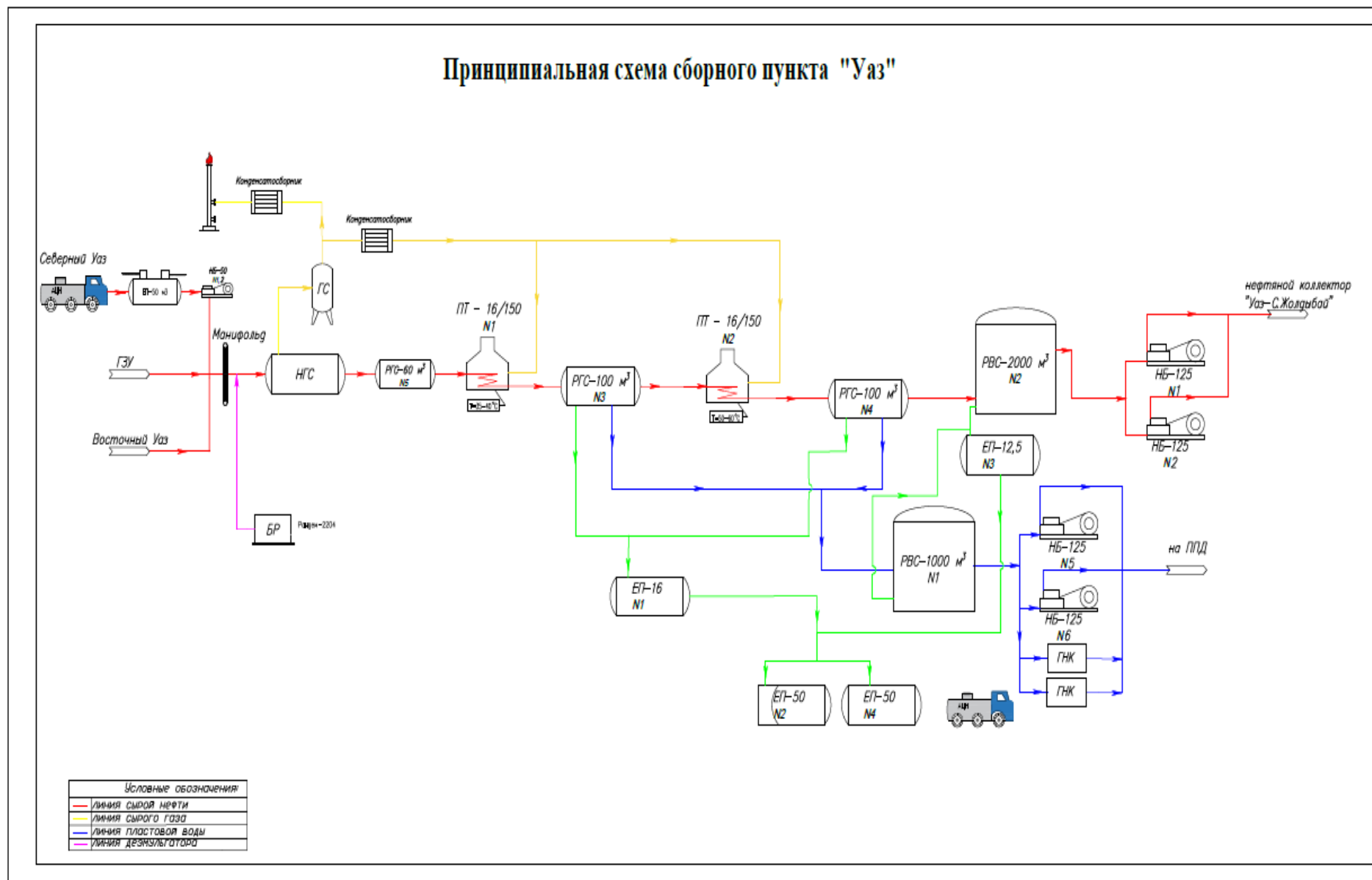


Рис. 6.3.3 - Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождени Уаз

В проектный период 2026-2039 годы ожидается ввод из бурения добывающей скважины №105. Предусмотреть обустройство устье эксплуатационной скважины с выкидным трубопроводом со скважины до АГЗУ. Рекомендуется подземная прокладка выкидного трубопровода, ниже глубины промерзания грунта. Выкидной трубопровод проектной добывающей скважины будет подключаться к существующей АГЗУ №1.

В таблице 6.3.2 результаты расчетов трубопроводов проектных добывающих скважин.

Таблица 6.3.2 - Результаты расчетов трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Уз

№	Точка подключения скважины	Год ввода	№ скважин	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	АГЗУ-1	2027	105	114х5	300	сталь

Схема расположения проектной добывающей скважины №105 месторождения Уз представлена приведена на рисунке 6.3.4.



- проектная скважина

Рис. 6.3.4 - Схема расположения проектной добывающей скважины месторождения Уз

Расчет потерь нефти и газа

Технологические потери нефти и газа

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Уз составляет -0,6245 %, по газу – 0,726 %, куда входят:

По нефти:

- потери от испарения нефти;
- потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе

подготовки нефти до товарного качества;

- потери от уноса капельной нефти потоком попутного газа;
- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов.

По газу:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери при отборе проб.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа. Основным путем утилизации газа является использование газа на собственные нужды в качестве топлива в печах для подготовки нефти.

На месторождении Уаз применяется система сбора и распределения попутного газа. Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С КС газ поступает на печи подогрева в качестве топлива и используется в подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной жидкости.

Утилизация газа на месторождении Уаз осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг. (Протокол №27/7-2 от 28.11.2025г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2026-31.12.2026 гг. составляет $V_V - 0,001282$ млн. m^3 , в том числе $V_6 - 0,0$ млн. m^3 , $V_7 - 0,000066$ млн. m^3 , по категории $V_8 - 0,001216$ млн. m^3 , $V_9 - 0,0$ млн. m^3 при добыче $V - 0,765$ млн m^3 . (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ23VPC00028654 от 03 февраль 2026 года).

Баланс добычи и распределения нефтяного газа представлен в таблице 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (1-вариант)

№ п/п	Наименование	Общее кол-	В работе	Расход газа, м³/час	Время работы в году, час	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м3/год													
				2024	2024	2024	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	Добыча газа, (V ₁)						0,778	0,716	0,668	0,620	0,586	0,550	0,509	0,439	0,391	0,336	0,292	0,260	0,231	0,206
2	Технологические потери						0,006	0,005	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,001
3	Собственные нужды (V ₁), в т.ч.:						0,771	0,710	0,662	0,614	0,580	0,545	0,504	0,435	0,387	0,332	0,289	0,257	0,228	0,203
3.1	ПТ-16/150М (для подогрева нефти)	2	2	44	24	365	0,771	0,710	0,662	0,614	0,580	0,545	0,504	0,435	0,387	0,332	0,289	0,257	0,228	0,203
4	Общий объем неизбежного сжигания газа (V _v):						0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282
4.1	объем сжигаемого газа на при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V ₈):						0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216
4.2	объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇):						0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066
4.2.1	Дежурная горелка УФА-I-80-20	1	1	2,5	12		0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003
4.2.2	при продувке факельного коллектора	1	1	3	12		0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз (рекомендуемый 2-вариант)

№ п/п	Наименование	Общее кол-	В работе	Расход газа, м³/час	Время работы в году, час	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м3/год													
				2024	2024	2024	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	Добыча газа, (V ₁)						0,823	0,770	0,717	0,676	0,672	0,643	0,593	0,519	0,466	0,404	0,361	0,324	0,278	0,249
2	Технологические потери						0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002
3	Собственные нужды (V ₁), в т.ч.:						0,816	0,763	0,711	0,670	0,666	0,637	0,587	0,514	0,461	0,400	0,357	0,320	0,275	0,246
3.1	ПТ-16/150М (для подогрева нефти)	2	2	47	24	365	0,816	0,763	0,711	0,670	0,666	0,637	0,587	0,514	0,461	0,400	0,357	0,320	0,275	0,246
4	Общий объем неизбежного сжигания газа (V _v):						0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282	0,001282
4.1	объем сжигаемого газа на при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V ₈):						0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216	0,001216
4.2	объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇):						0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066	0,000066
4.2.1	Дежурная горелка УФА-I-80-20	1	1	2,5	12		0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003
4.2.2	при продувке факельного коллектора	1	1	3	12		0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036	0,000036

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента

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

В настоящее время разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления путем закачки попутно-добываемой воды через нагнетательные скважины. В качестве источника водоснабжения для ППД на месторождении используется попутно-добываемая пластовая вода месторождения Уз, Уз Восточный и Уз Северный. Подготовка воды для ППД осуществляется на сборном пункте месторождения Уз.

В состав системы ППД входит следующее оборудование:

- две емкости в объеме $V=100 \text{ м}^3$, куда производится сброс воды со сборного пункта Уз и дальнейший ее отстой от механических примесей и эмульгированной нефти;
- насосы поршневые буровые для закачки пластовой воды: ГНК-1000 (2-ед.) и НБ-125№5, №6;
- водораспределительные пункты: ВРП-1 и ВРП-2 на месторождении Уз;
- блоки напорной гребенки на ВРП-1 (БГ 16-6-100), на ВРП-2 (БГ 5-16-100);
- стальные напорные водоводы до ВРП-1 и ВРП-2;
- нагнетательные линии.

Фонд нагнетательных скважин на 01.01.2026 год составляет 9-единиц (№ 17н, 42н, 56н, 36н, 63н, 58н, 30н, 20н, 46н).

В таблице 6.5.1 представлены характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Уз.

Таблица 6.5.1 – Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин

№ ВРП	№ скважин	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Материальное исполнение трубопровода	Протяженность трубопровода, м
№1	17н	114х8	сталь	400
	56н	114х8	сталь	571
	58н	114х8	сталь	276
	20н	114х8	сталь	675
	46н	114х8	сталь	368
№2	42н	114х8	сталь	604
	36н	114х8	сталь	190
	30н	114х8	сталь	735
	63н	89х6,5	сталь	425

Согласно таблице 6.5.1 можно сделать вывод, что все нагнетательные линии выполнены из стали. Следовательно, целесообразно, произвести замену стальных высоконапорных трубопроводов на СВТ, что решит ряд вопросов по защите трубопроводов от коррозии и солеотложений.

Принципиальная схема системы ППД месторождения Уз показана на рисунке 6.5.1.

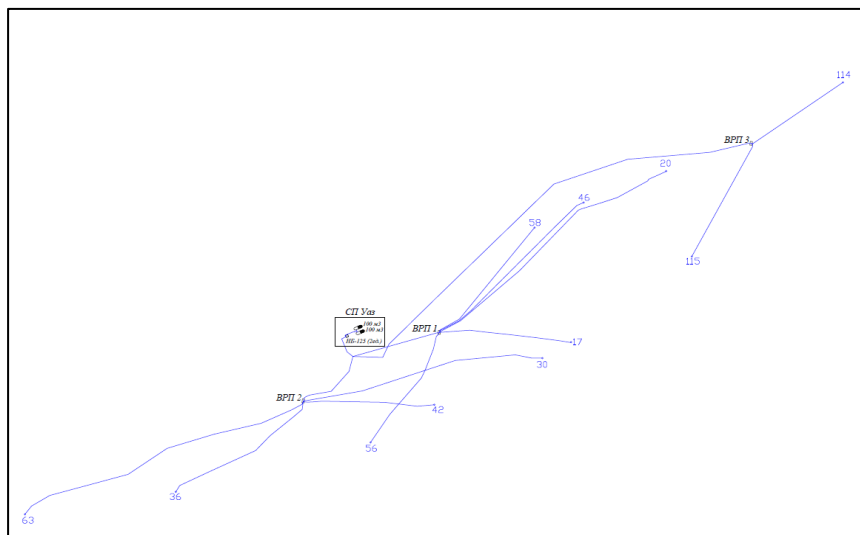


Рисунок 6.5.1 - Принципиальная схема системы ППД месторождений Уз

Для системы ППД используется пластовая вода, отделившаяся методом гравитационного отстоя от водонефтяной эмульсии на сборном пункте месторождения Уз. Производится сброс воды и по линии водовода Ø114мм поступает в емкость V-100м³. затем с помощью насосов ГНК-1000 (2-единиц) или НБ-125 №5, №6 перекачивается на нагнетательные скважины.

Требования и рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения, в действующем проектом документе разработки месторождения Уз приняты согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденному и введенном в действие Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан от 31 октября 2007 года № 596.

Лабораторные исследования воды из пробы, отобранный с общего коллектора ППД. Результаты этих исследований приведены в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 – Состав и физико-химические свойства воды

Плотность при 20°C,	pH	Содержание ионов, мг/дм ³						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	Механические примеси	Тип воды по Сулину	Содержание железа мг/дм ³		Н ₂ S, мг/дм ³
		НСО ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺						Fe ²⁺	Fe ³⁺	
1,15 17	6, 2	61, 0	Мен ее 9,0	139266 ,74	3707 ,4	1824 ,0	82674, 42	227533 ,56	335 ,0	25, 1	81, 0	хлорка ль	21,5 6	7	Мен ее 0,80

Из таблицы 6.5.2 можно заметить высокую минерализацию (227533,56 мг/дм³). Пластовые воды представляют собой рассолы хлоркальциевого типа.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость

и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Таблица 6.5.3 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
механических примесей	нефти		
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

1. Водородный показатель (рН) находится в пределах нормы и составляет 6,2.
2. Механические примеси и содержание нефтепродуктов составляют на выходе ППД 81 мг/л и 25,1 мг/дм³, что превышает норму. Необходимо уделить внимание качеству очистки воды (отстаивание и фильтрация) для заводнения нефтяных пластов.

Ниже в Таблице 6.5.4 представлена проницаемость пористой среды коллектора объектов, куда производится закачка.

Таблица 6.5.4. Проницаемость пористой среды коллектора

Объекты	Проницаемость, мкм ²
I	0,3648
II	0,3102

В таблице 6.5.5 приведены технические характеристики насосных установок КНС месторождения Уз для закачки воды в пласт.

Таблица 6.5.5 – Технические характеристики насосных установок НБ-125

№ п/п	№ насоса	Рабочий агент	Диаметр сменных втулок, мм	Число двойных ходов поршня в мин	Наибольшее давление, МПа	Закачка, м ³ /сут
1	НБ-125 №5	пластовая вода	115	66/76/100	10,0/10,0/7,5	912/1032/1368
2	НБ-125 №6		115	66/76/100	10,0/10,0/7,5	912/1032/1368

На прогнозный период 2026-2039 гг. максимальная закачка воды ожидается в 2029г. в объеме 427,581 тыс м³/год (1171 м³/сут).

Горизонтальный насосный комплекс в кол-ве 2-единиц способны закачать воду в объеме 1000м³/сут каждый. Средняя производительность имеющего резервного насоса НБ-125 системы ППД месторождения Уз составляет 1120 м³/сут или 408,8 тыс. м³/год каждый.

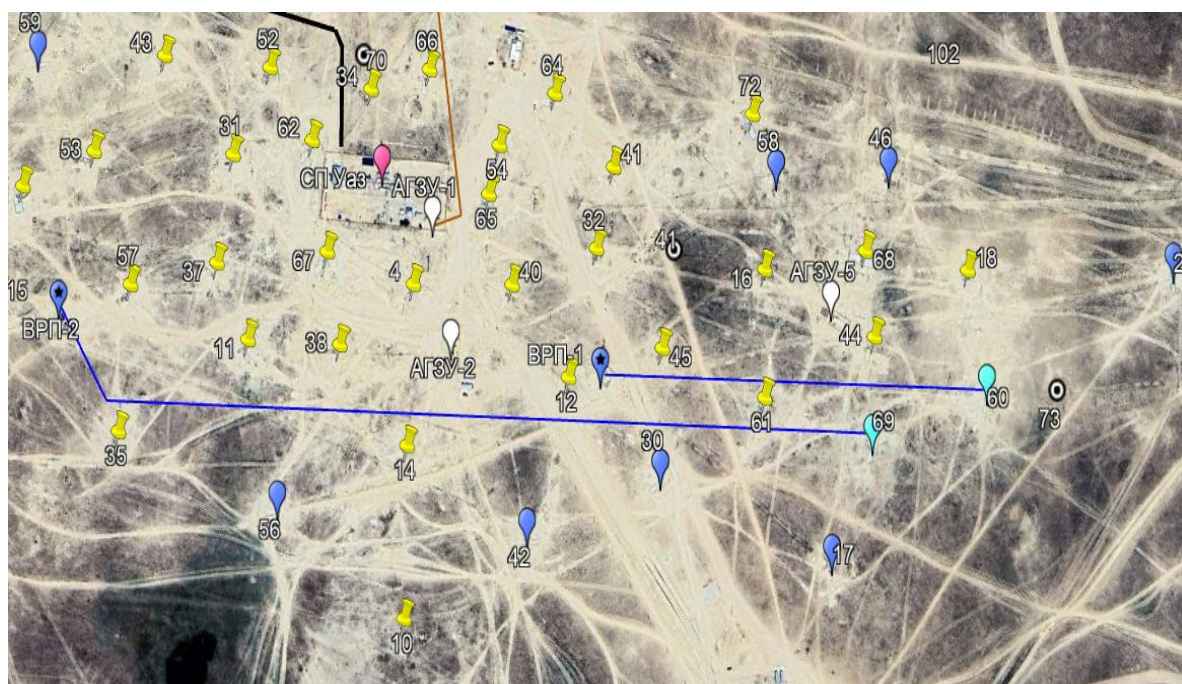
В проектный период 2026-2039 годы ожидается ввод под нагнетания скважин №69 в 2026 г и №60 в 2029 году. Прокладка нагнетательного трубопровода будет подключаться подземно к существующей ВРП.

В таблице 6.5.6 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Уз.

Таблица 6.5.6 – Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Уз

№ скважин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материально е исполнение трубопровода
№ ВРП				

1	2	69	2026	114x8	1060	сталь
2	1	60	2029	114x8	380	сталь



-проектная нагнетательная скважина

Рисунок 6.5.1 - Схема расположения проектных нагнетательных скважин месторождения Уаз

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Требования к качеству закачиваемого агента

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

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

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.

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

В рамках настоящего отчета «Дополнение к проекту разработки месторождения Уаз» по основному варианту предусматривается бурение трех оценочных скважин №№105,106 и 107., по резервному варианту предусматривается одна вертикальная скважина №108.

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

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность. Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Выбор конструкций проектируемых скважин произведен согласно исходным горно-геологическим данным в соответствии с действующими требованиями «Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан» (ЕТП).

Исходя из условий и опыта бурения на месторождения Уаз, проводка скважин рекомендуются следующий вариант конструкции (таблица 7.1.1).

Конструкция оценочной скважины №105

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину 30 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину 400м с целью перекрытия верхних неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов и установки противовыбросового оборудования. Цементный раствор за колонной поднимается до устья,

для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.

- **Эксплуатационная колонна Ø168,3мм** спускается на проектную глубину 1000м, целью разобщения продуктивных горизонтов и обеспечения добычи нефти – цементируется 2-мя порциями цементного раствора до устья. I-я порция плотностью 1,5г/см³ в интервале 0-550м, II-я порция плотностью 1,85г/см³ в интервале 550-1000м.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция скважины №105 глубиной до 1000м

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	394	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	400	до устья	ПЦТ-1-50
Экспл. колонна	215,6	168,3	1000	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I

*Примечание: 1. * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания целевого продуктивного горизонта и может корректироваться во время бурения по результатам ГИС.*

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Конструкция оценочной скважины №106 глубиной до 1000м.

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину 30 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину 400м с целью перекрытия верхних неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов и установки противовыбросового оборудования. Цементный раствор за колонной поднимается до устья, для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.
- **Эксплуатационная колонна Ø168,3мм** спускается на проектную глубину 1000м, целью разобщения продуктивных горизонтов и обеспечения добычи нефти – цементируется 2-мя порциями цементного раствора до устья. I-я порция плотностью 1,5г/см³ в интервале 0-550м, II-я порция плотностью 1,85г/см³ в интервале 550-1000м.

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция оценочной скважины №106 глубиной до 1000м

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
направление	394	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
кондуктор	295,3	244,5	400	до устья	ПЦТ-1-50
экспл. колонна	215,9	168,3	1000	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I

Конструкция оценочной скважины №107 глубиной до 1000м.

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину 30 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину 400м с целью перекрытия верхних неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов и установки противовыбросового оборудования. Цементный раствор за колонной поднимается до устья, для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.
- **Эксплуатационная колонна Ø168,3мм** спускается на проектную глубину 1000м, целью разобщения продуктивных горизонтов и обеспечения добычи нефти – цементируется 2-мя порциями цементного раствора до устья. I-я порция плотностью 1,5г/см³ в интервале 0-550м, II-я порция плотностью 1,85г/см³ в интервале 550-1000м.

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция оценочной скважины №107 глубиной до 1000м

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
направление	394	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
кондуктор	295,3	244,5	400	до устья	ПЦТ-1-50
экспл. колонна	215,9	168,3	1000	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I

Конструкция скважины по резервному варианту для вертикальных скважин №108

- **Направление Ø323,9мм** спускается на глубину 30 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
- **Кондуктор Ø244,5мм** спускается на глубину 400м с целью перекрытия верхних неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов и установки противовыбросового оборудования. Цементный раствор за колонной поднимается до устья, для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.
- **Эксплуатационная колонна Ø168,3мм** спускается на проектную глубину 1000м, целью разобщения продуктивных горизонтов и обеспечения добычи нефти – цементируется 2-мя порциями цементного раствора до устья. I-я порция плотностью 1,5г/см³ в интервале 0-550м, II-я порция плотностью 1,85г/см³ в интервале 550-1000м.

Таблица 7.1.4 – Рекомендуемая конструкция скважины №108 глубиной до 1000м

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	394	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	400	до устья	ПЦТ-1-50
Экспл. колонна	215,6	168,3	1000	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

*Примечание: 1. * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания целевого продуктивного горизонта и может корректироваться во время бурения по результатам ГИС.*

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность в эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Для строительства эксплуатационных скважин рекомендуется использовать буровая установку ZJ-20 с верхним приводом Top Drive или ее аналог, на дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

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. Продолжительность цикла строительства скважины представлена в таблице 7.1.5 – 7.1.8.

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.

Таблица 7.1.5 – Расчет продолжительности бурения скважины №105 глубиной до 1000м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	19,98
Бурение	13,24
Крепление	6,74
Испытание объектов в колонне	124,94
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	151,92

Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения оценочной скважины №106 глубиной до 1000м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	19,98
Бурение	13,24
Крепление	6,74
Испытание объектов в колонне	124,94
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	151,92

Таблица 7.1.7 – Расчет продолжительности бурения оценочной скважины №107 глубиной до 1000м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	19,98
Бурение	13,24
Крепление	6,74
Испытание объектов в колонне	124,94
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	151,92

Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности бурения скважины №108 глубиной до 1000м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	25,5
Бурение	16,4
Крепление	9,1
Освоение объектов в колонне	7,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	39,5

Рекомендации к параметрам бурового раствора

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

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

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;
2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Цементирование обсадных колон

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Уаз использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-G-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных

перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода в объеме 3-4 м³, обработанная солями хлористого кальция в концентрации 1,0-1,5% к объему воды.

Эксплуатационная колонна цементируется первая порция облегченным тампонажным раствором плотностью 1,75-1,85 г/см³. Требования к качеству тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-I-G-CC-I (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,87-1,89 г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I-G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, регуляторов сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания

цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов следующие:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольтатации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,4 м) и диаметра (12-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом по рекомендуемому 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.5.

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению Уз. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	54,8	51,4	47,9	45,1	45,2	43,9	41,2	37,5	34,3	30,3	27,8	24,9	21,5	19,3
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	51,9	51,4	47,9	45,1	45,2	43,9	41,2	37,5	34,3	30,3	27,8	24,9	21,5	19,3
3	<i>новых скважин</i>	2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	54,8	51,4	47,9	45,1	45,2	43,9	41,2	37,5	34,3	30,3	27,8	24,9	21,5	19,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>из консервации</i>	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	6,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	260	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	693,5	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	4,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	55,1	51,9	51,4	47,9	45,1	45,2	43,9	41,2	37,5	34,3	30,3	27,8	24,9	21,5
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	55,1	56,0	51,4	47,9	45,1	45,2	43,9	41,2	37,5	34,3	30,3	27,8	24,9	21,5
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,94	0,92	0,93	0,94	1,00	0,97	0,94	0,91	0,91	0,88	0,92	0,90	0,86	0,90
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	51,9	51,4	47,9	45,1	45,2	43,9	41,2	37,5	34,3	30,3	27,8	24,9	21,5	19,3
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-3,2	-4,6	-3,4	-2,8	0,1	-1,3	-2,7	-3,7	-3,2	-4,0	-2,6	-2,8	-3,4	-2,2
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,8	-8,3	-6,7	-5,9	0,2	-3,0	-6,1	-9,0	-8,6	-11,5	-8,4	-10,2	-13,6	-10,2
18	Мощность новых скважин, тыс.т	4,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	1	1	1	1	2	2	0	1	3	2	2	4	2
20	<i>В т.ч. под закачку</i>	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	46	45	44	43	42	40	38	38	37	34	32	30	26	24
22	<i>В том числе нагнет, в отработке</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	46	45	44	43	42	40	38	38	37	34	32	30	26	24
24	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд механизированных скважин, шт.	46	45	44	43	42	40	38	38	37	34	32	30	26	24
26	Ввод скважин под нагнетание.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	10	9	9	8
29	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	10	9	9	8
30	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,8	27,5	26,3	26,5	29,0	26,7	30,3	30,4	32,2	30,6	27,9	30,9	30,0	29,8
32	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,8	27,5	26,3	26,5	29,0	26,7	30,3	30,4	32,2	30,6	27,9	30,9	30,0	29,8
33	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	45,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	86,4	88,0	88,1	88,9	89,6	88,9	89,7	90,5	91,7	91,6	91,6	92,2	92,0	92,2
35	<i>переходящих</i>	86,4	88,0	88,1	88,9	89,6	88,9	89,7	90,5	91,7	91,6	91,6	92,2	92,0	92,2
36	<i>новых</i>	86,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,2	3,3	3,1	2,9	3,0	3,0	3,1	2,9	2,7	2,6	2,3	2,4	2,4	2,3
38	<i>переходящих</i>	3,2	3,3	3,1	2,9	3,0	3,0	3,1	2,9	2,7	2,6	2,3	2,4	2,4	2,3
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	104,2	113,3	107,1	104,7	112,1	93,7	95,5	99,7	102,9	84,8	78,4	81,6	67,1	67,7
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	403,4	428,4	402,9	406,0	434,6	394,1	400,4	396,3	412,5	360,5	330,3	321,2	270,5	247,8
41	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	381,2	428,4	402,9	406,0	434,6	394,1	400,4	396,3	412,5	360,5	330,3	321,2	270,5	247,8
42	<i>из новых скважин</i>	22,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3895,4	4323,8	4726,7	5132,7	5567,4	5961,4	6361,9	6758,2	7170,7	7531,2	7861,6	8182,7	8453,2	8701,0
45	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	910,1	961,5	1009,4	1054,5	1099,7	1143,6	1184,8	1222,3	1256,5	1286,8	1314,6	1339,5	1361,1	1380,4
46	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,201	0,212	0,223	0,233	0,243	0,252	0,262	0,270	0,277	0,284	0,290	0,296	0,300	0,305
47	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	65,9	69,7	73,1	76,4	79,7	82,9	85,8	88,6	91,0	93,2	95,3	97,1	98,6	100,0
48	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,0	3,7	3,5	3,3	3,3	3,2	3,0	2,7	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4
49	Темп отбора от текущих, %	10,4	10,9	11,5	12,2	13,9	15,6	17,4	19,2	21,7	24,5	29,8	38,1	53,1	101,7
50	Закачка рабочего агента, тыс. м³	361,3	393,0	372,4	399,3	427,6	357,5	365,4	380,3	392,4	323,6	272,7	254,7	209,3	187,7
51	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	2832,8	3225,8	3598,2	3997,5	4425,1	4782,6	5148,0	5528,3	5920,8	6244,3	6517,0	6771,7	6981,0	7168,7

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. I объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2037
1	Добыча нефти всего, тыс.т	38,3	34,1	29,7	24,6	21,5	18,1	16,0	14,3	12,7	10,5	8,6	7,6	6,5	5,7
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	38,3	33,0	29,7	24,6	21,5	18,1	16,0	14,3	12,7	10,5	8,6	7,6	6,5	5,7
3	<i>новых скважин</i>	0	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	38,3	34,1	29,7	24,6	21,5	18,1	16,0	14,3	12,7	10,5	8,6	7,6	6,5	5,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>из разведочного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	<i>перевод под ОРЭ скважин II объекта</i>	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	5,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
14	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
15	<i>вспомогательные и специальные скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	1040,3	0	346,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	43,1	33,3	33,0	29,7	24,6	21,5	18,1	16,0	14,3	12,7	10,5	8,6	7,6	6,5
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	43,1	33,3	34,8	29,7	24,6	21,5	18,1	16,0	14,3	12,7	10,5	8,6	7,6	6,5
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	1,0	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	33,3	33,0	29,7	24,6	21,5	18,1	16,0	14,3	12,7	10,5	8,6	7,6	6,5	5,7
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-9,8	-0,2	-5,1	-5,1	-3,1	-3,4	-2,1	-1,6	-1,7	-2,2	-1,8	-1,1	-1,0	-0,8
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-22,8	-0,7	-14,7	-17,2	-12,5	-16,0	-11,6	-10,2	-11,7	-17,4	-17,5	-12,5	-13,3	-13,0
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0	1,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	2	2	3	1	4	2	0	1	3	3	1	1	1
26	<i>В т.ч. под закачку</i>	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	35	34	32	29	28	24	22	22	21	18	15	14	13	12
28	<i>В том числе нагнет, в отработке</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	35	34	32	29	28	24	22	22	21	18	15	14	13	12
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	35	34	32	29	28	24	22	22	21	18	15	14	13	12
32	Ввод скважин под нагнетание.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	9	9	9	9	9	9	9	8	7	7	6
35	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	8	8	8	9	9	9	9	9	9	9	8	7	7	6
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,4	28,0	26,5	28,7	30,9	30,0	31,9	33,5	36,5	33,2	32,7	32,9	32,0	31,8
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,4	28,0	26,5	28,7	30,9	30,0	31,9	33,5	36,5	33,2	32,7	32,9	32,0	31,8
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,6	89,6	89,9	91,5	92,8	92,8	93,5	94,4	95,2	94,9	94,9	95,3	95,5	95,7
41	<i>переходящих</i>	87,6	89,8	89,9	91,5	92,8	92,8	93,5	94,4	95,2	94,9	94,9	95,3	95,5	95,7
42	<i>новых</i>	0	58,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,2	2,9	2,7	2,4	2,2	2,2	2,1	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4
44	<i>переходящих</i>	3,2	2,9	2,7	2,4	2,2	2,2	2,1	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	94,6	111,2	108,4	105,2	114,2	91,3	93,2	98,3	102,0	79,7	73,5	78,9	71,4	73,5
46	Добыча жидкости, всего, тыс.т	308,6	326,2	295,1	288,4	300,3	250,0	244,3	255,3	265,8	207,2	170,6	159,6	144,1	132,1
47	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	308,6	323,6	295,1	288,4	300,3	250,0	244,3	255,3	265,8	207,2	170,6	159,6	144,1	132,1
48	<i>из новых скважин</i>	0	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	<i>механизированным способом</i>	308,6	326,2	295,1	288,4	300,3	250,0	244,3	255,3	265,8	207,2	170,6	159,6	144,1	132,1
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3021,4	3347,6	3642,8	3931,2	4231,5	4481,5	4725,8	4981,1	5246,9	5454,1	5624,7	5784,4	5928,5	6060,6
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	698,7	732,8	762,5	787,1	808,6	826,7	842,6	857,0	869,7	880,1	888,8	896,3	902,8	908,5
52	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,252	0,264	0,274	0,283	0,291	0,298	0,303	0,308	0,313	0,317	0,320	0,323	0,325	0,327
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	76,9	80,6	83,9	86,6	89,0	91,0	92,7	94,3	95,7	96,8	97,8	98,6	99,3	100,0
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,2	3,7	3,3	2,7	2,4	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,6
55	Темп отбора от текущих, %	15,4	16,2	16,9	16,8	17,7	18,0	19,5	21,7	24,4	26,7	30,1	37,7	52,4	95,6
56	Закачка рабочего агента, тыс. м³	262,4	308,4	301,5	328,2	356,4	285,0	291,7	306,7	318,4	248,6	204,4	191,5	173,3	152,8
57	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	1720,4	2028,8	2330,3	2658,4	3014,8	3299,8	3591,5	3898,2	4216,6	4465,3	4669,6	4861,1	5034,4	5187,2
58	Компенсация отбора: текущая, %	90,7	101,3	109,5	122,5	128,2	123,1	129,2	130,3	130,2	130,3	130,1	130,4	130,7	125,8
59	<i>с начала разработки, %</i>	59,1	63,1	66,8	70,8	74,7	77,4	80,0	82,5	84,8	86,5	87,8	88,9	89,9	90,7

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. II объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	10,6	10,0	10,2	10,0	9,4	10,7	9,9	9,1	8,4	7,8	5,2	4,6	4,1	3,8
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	8,7	10,0	9,2	10,0	9,4	8,7	9,9	9,1	8,4	7,8	5,2	4,6	4,1	3,8
3	<i>новых скважин</i>	1,9	0	1,0	0	0	2,1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	10,6	10,0	10,2	10,0	9,4	10,7	9,9	9,1	8,4	7,8	5,2	4,6	4,1	3,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>из консервации</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	6,5	0	4,9	0	0	6,0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	306	0	214	0	0	365	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
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
13	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
14	<i>вспомогательные и специальные скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,8	0	346,8	0	0	346,8	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	2,3	0	1,7	0	0	2,1	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	6,9	8,7	10,0	9,2	10,0	9,4	8,7	9,9	9,1	8,4	7,8	5,2	4,6	4,1
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,9	11,0	10,1	10,9	10,0	9,4	10,7	9,9	9,1	8,5	7,8	5,2	4,6	4,1
19	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,3	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9
20	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,7	10,0	9,2	10,0	9,4	8,7	9,9	9,1	8,4	7,8	5,2	4,6	4,1	3,8
21	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,8	-1,0	-0,8	-0,9	-0,5	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,6	-2,6	-0,6	-0,5	-0,3
22	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	26,8	-8,7	-8,4	-8,5	-5,5	-8,3	-7,5	-7,9	-7,6	-7,6	-33,5	-11,2	-11,6	-7,6
23	Мощность новых скважин, тыс.т	2,4	0	1,8	0	0	2,2	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	1	1	0
25	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	10	10	8	9	9	9	9	9	7	6	5	5
27	<i>В том числе нагнет, в отработке</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	10	10	8	9	9	9	9	9	7	6	5	5
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд механизированных скважин, шт.	9	9	10	10	8	9	9	9	9	9	7	6	5	5
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
34	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
35	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,5	24,0	22,7	21,8	27,4	24,7	25,1	25,2	25,4	25,8	30,3	32,9	22,3	21,6
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	24,5	24,0	22,7	21,8	27,4	24,7	25,1	25,2	25,4	25,8	30,3	32,9	22,3	21,6
38	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	85,8	86,6	86,9	86,8	87,6	86,9	87,4	88,4	89,3	90,3	93,0	93,3	89,4	89,9
40	<i>переходящих</i>	41	86,6	88	86,8	87,6	88,5	87,4	88,4	89,3	90,3	93,0	93,3	89,4	89,9
41	<i>новых</i>	96,9	0	69,2	0	0	70,8	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,5	3,2	3,1	2,9	3,4	3,4	3,2	2,9	2,7	2,5	2,1	2,2	2,4	2,2
43	<i>переходящих</i>	3,5	3,2	3,1	2,9	3,4	3,4	3,2	2,9	2,7	2,5	2,1	2,2	2,4	2,2
44	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	142,6	122,0	102,1	102,5	102,6	104,6	106,1	106,1	106,7	108,1	98,2	91,1	51,9	50,3
45	Добыча жидкости, всего, тыс.т	75,0	75,0	77,8	79,5	75,9	82,1	78,7	78,6	79,3	80,5	73,8	68,4	38,6	37,4
46	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	14,9	75,0	74,5	79,5	75,9	75,0	78,7	78,6	79,3	80,5	73,8	68,4	38,6	37,4
47	<i>из новых скважин</i>	60,1	0	3,2	0	0	7,1	0	0	0	0	0	0	0	0
48	<i>механизированным способом</i>	75,0	75,0	77,8	79,5	75,9	82,1	78,7	78,6	79,3	80,5	73,8	68,4	38,6	37,4
49	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	787,3	862,3	937,8	1013,5	1089,4	1166,5	1245,2	1323,8	1403,1	1483,6	1557,5	1625,8	1664,4	1701,8
50	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	186,8	196,8	207,0	217,0	226,4	237,2	247,1	256,3	264,7	272,5	277,7	282,3	286,4	290,1
51	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,192	0,203	0,213	0,223	0,233	0,244	0,254	0,264	0,273	0,281	0,286	0,291	0,295	0,299
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	64,4	67,8	71,3	74,8	78,0	81,7	85,2	88,3	91,2	93,9	95,7	97,3	98,7	100,0
53	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,7	3,5	3,5	3,4	3,3	3,7	3,4	3,2	2,9	2,7	1,8	1,6	1,4	1,3
54	Темп отбора от текущих, %	9,3	9,7	10,9	12,0	12,9	16,8	18,7	21,2	24,9	30,6	29,3	36,8	51,6	98,4
55	Закачка рабочего агента, тыс. м³	98,9	84,6	71,0	71,1	71,2	72,5	73,8	73,6	74,0	75,0	68,3	63,2	36,0	34,9
56	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	1112,4	1197,0	1268,0	1339,1	1410,2	1482,8	1556,6	1630,1	1704,1	1779,1	1847,4	1910,6	1946,6	1981,5
57	Компенсация отбора: текущая, %	140,0	120,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
58	<i>с начала разработки, %</i>	146,7	144,4	140,9	137,9	135,3	133,0	131,0	129,2	127,6	126,1	124,9	123,9	123,3	122,8

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. I Возвратный объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,9	0,8	2,0	3,9	4,7	5,4	6,4	5,9	5,4	5,0	5,7	5,2	4,8	4,2
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,9	0,8	0,8	1,8	4,7	4,3	6,4	5,9	5,4	5,0	4,6	5,2	4,8	4,2
3	<i>новых скважин</i>	0	0	1,2	2,0	0	1,1	0	0	0	0	1,0	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	0,9	0,8	2,0	3,9	4,7	5,4	6,4	5,9	5,4	5,0	5,7	5,2	4,8	4,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	1	2	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>из разведочного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	1	1	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	3,5	4,7	0	3,8	0	0	0	0	3,0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	366	230	0	153	0	0	0	0	366	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	<i>вспомогательные и специальные скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	346,8	693,5	0	693,5	0	0	0	0	346,8	0	0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	1,2	3,2	0	2,6	0	0	0	0	1,0	0	0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,9	0,9	0,8	0,8	1,8	4,7	4,3	6,4	5,9	5,4	5,0	4,6	5,2	4,8
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,9	0,9	0,8	2,0	5,1	4,7	6,9	6,4	5,9	5,4	5,0	5,7	5,2	4,8
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,9	0,8	0,8	1,8	4,7	4,3	6,4	5,9	5,4	5,0	4,6	5,2	4,8	4,2
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,2	-7,3	-6,5	-7,7	-8,4	-7,7	-7,4	-7,9	-7,7	-7,5	-7,4	-7,9	-9,2	-11,8
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0	0	1,3	3	0	2,7	0	0	0	0	1	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
26	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	4	6	6	8	8	8	8	8	9	9	8	7
28	<i>В том числе нагнет, в отработке</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	4	6	6	8	8	8	8	8	9	9	8	7
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	3	3	4	6	6	8	8	8	8	8	9	9	8	7
32	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	2,8	3,2	4,6	5,9	6,9	7,3	9,6	10,7	11,9	13,3	13,6	15,3	16,9	14,8
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	2,8	3,2	4,6	5,9	6,9	7,3	9,6	10,7	11,9	13,3	13,6	15,3	16,9	14,8
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	68,7	74,9	68,5	67,0	70,3	73,4	76,1	79,6	82,6	85,3	86,2	88,4	88,9	86,1
41	<i>переходящих</i>	69	74,9	72	73,0	70,3	75	76,1	79,6	82,6	85,3	87,6	88,4	88,9	86,1
42	<i>новых</i>	0	0	66,2	58,8	0	61,8	0	0	0	0	70,8	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,9	0,8	1,4	2,1	2,2	2,0	2,3	2,1	2,0	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
44	<i>переходящих</i>	0,9	0,8	1,4	2,1	2,2	2,0	2,3	2,1	2,0	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Добыча жидкости, всего, тыс.т	2,9	3,4	6,4	11,8	15,7	20,3	26,8	28,8	31,3	34,2	41,2	45,1	42,8	30,2
47	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	2,9	3,4	2,8	6,8	15,7	17,4	26,8	28,8	31,3	34,2	37,6	45,1	42,8	30,2
48	<i>из новых скважин</i>	0	0	3,6	5	0	2,9	0	0	0	0	3,6	0	0	0
49	<i>механизированным способом</i>	2,9	3,4	6,4	11,8	15,7	20,3	26,8	28,8	31,3	34,2	41,2	45,1	42,8	30,2
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	5,1	8,4	14,8	25,6	40,0	59,4	86,1	115,6	148,6	185,5	228,1	275,9	322,8	358,8
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1,8	2,7	4,7	8,6	13,2	18,6	25,0	30,9	36,3	41,3	47,0	52,3	57,0	61,2
52	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,005	0,007	0,012	0,022	0,034	0,048	0,065	0,080	0,094	0,107	0,122	0,135	0,148	0,159
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	3,0	4,4	7,7	14,0	21,7	30,5	41,0	50,6	59,6	67,8	77,1	85,7	93,5	100,4
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	1,4	3,3	6,4	7,6	8,8	10,5	9,6	8,9	8,2	9,3	8,6	7,8	6,9
55	Темп отбора от текущих, %	1,5	1,4	3,4	6,9	8,9	11,3	15,1	16,4	18,1	20,4	29,0	37,5	54,6	106,0

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. II Возвратный объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0	1,0	0,9	1,8	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0	0	0,9	0,8	1,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1
3	<i>новых скважин</i>	0	1,0	0	1,0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	0	1,0	0,9	1,8	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	<i>переводом с других объектов</i>	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	2,8	0	3,0	3,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	365	0	365	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	<i>вспомогательные и специальные скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	346,8	0	346,8	346,8	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	1,0	0	1,0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0	0	0	0,9	0,8	1,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	0	1,0	0,9	1,8	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0	0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	0	0,9	0,8	1,7	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0	0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0	0	-9,2	-10,0	-9,8	-9,3	-8,9	-9,6	-9,4	-9,3	-8,8	-9,8	-9,2	-8,7
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0	1	0	1	1	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
28	<i>В том числе нагнет, в отработке</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
32	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0	8,5	8,9	9,1	9,4	9,7	10,1	10,4	10,8	11,2	11,7	12,1	12,6	13,1
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0	8,5	8,9	9,1	9,4	9,7	10,1	10,4	10,8	11,2	11,7	12,1	12,6	13,1
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	0	66,7	71,3	71,1	72,4	75,9	78,9	81,5	83,9	85,9	87,7	89,2	90,6	91,8
41	<i>переходящих</i>	0	0	71,3	78,8	77,0	75,9	78,9	81,5	83,9	85,9	87,7	89,2	90,6	91,8
42	<i>новых</i>	0	73,4	0	59,8	59,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0	2,8	2,6	2,6	2,6	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1
44	<i>переходящих</i>	0	2,8	2,6	2,6	2,6	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0	3,0	3,1	6,3	9,8	10,1	10,5	10,9	11,3	11,7	12,2	12,6	13,1	13,6
47	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	0	0	3,1	3,8	7,2	10,1	10,5	10,9	11,3	11,7	12,2	12,6	13,1	13,6
48	<i>из новых скважин</i>	0	3,7	0	2,6	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	<i>механизированным способом</i>	0	3,0	3,1	6,3	9,8	10,1	10,5	10,9	11,3	11,7	12,2	12,6	13,1	13,6
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	0	3,0	6,1	12,4	22,1	32,2	42,8	53,6	64,9	76,6	88,8	101,4	114,5	128,2
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	0,3	1,3	2,2	4,0	6,7	9,2	11,4	13,4	15,2	16,9	18,4	19,7	21,0	22,1
52	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,004	0,016	0,027	0,05	0,083	0,113	0,141	0,166	0,188	0,208	0,227	0,244	0,259	0,273
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	6,0	10,0	18,3	30,5	41,5	51,6	60,7	68,9	76,4	83,2	89,4	95,0	100,1
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0	4,5	4,0	8,3	12,2	11,1	10,1	9,1	8,2	7,5	6,8	6,2	5,6	5,1
55	Темп отбора от текущих, %	0	4,5	4,3	9,2	14,9	15,9	17,2	18,8	21,0	24,0	28,9	36,8	52,7	101,2

Таблица 8.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. III Возвратный объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	5,0	5,4	5,1	4,8	6,3	6,4	5,9	4,9	4,6	4,2	5,8	5,3	4,9	4,5
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	3,9	5,4	5,1	4,8	4,6	6,4	5,9	4,9	4,6	4,2	3,9	5,3	4,9	4,5
3	<i>новых скважин</i>	1,1	0	0	0	1,8	0	0	0	0	0	1,8	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	5,0	5,4	5,1	4,8	6,3	6,4	5,9	4,9	4,6	4,2	5,8	5,3	4,9	4,5
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>из консервации</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	5,2	0	0	0	5,1	0	0	0	0	0	5,3	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	214	0	0	0	365	0	0	0	0	0	366	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	<i>вспомогательные и специальные скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,8	0	0	0	346,8	0	0	0	0	0	346,8	0	0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	1,8	0	0	0	1,8	0	0	0	0	0	1,8	0	0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,1	3,9	5,4	5,1	4,8	4,6	6,4	5,9	4,9	4,6	4,2	3,9	5,3	4,9
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,1	5,7	5,4	5,1	4,8	6,3	6,4	5,9	4,9	4,6	4,2	5,8	5,3	4,9
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,9	5,4	5,1	4,8	4,6	6,4	5,9	4,9	4,6	4,2	3,9	5,3	4,9	4,5
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	0,0	-0,5	-1,0	-0,4	-0,3	-0,3	-0,5	-0,4	-0,4
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,5	-5,4	-5,3	-5,8	-5,5	0,7	-7,4	-16,6	-7,6	-7,4	-7,2	-7,8	-7,5	-7,4
24	Мощность новых скважин, тыс.т	1,9	0	0	0	1,9	0	0	0	0	0	1,9	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
26	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	4	3	3	2	2	2	3	3	3	3
28	<i>В том числе нагнет, в отработке</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	4	3	3	2	2	2	3	3	3	3
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	3	3	3	3	4	3	3	2	2	2	3	3	3	3
32	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	18,9	20,1	21,9	23,9	23,4	33,3	36,1	27,2	28,1	28,9	25,2	25,9	26,7	27,4
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	18,9	20,1	21,9	23,9	23,4	33,3	36,1	27,2	28,1	28,9	25,2	25,9	26,7	27,4
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	70,5	74,0	77,5	80,5	80,5	81,6	84,3	73,8	76,5	79,0	78,1	80,3	82,3	84,1
41	<i>переходящих</i>	68,2	74,0	77,5	80,5	84,1	81,6	84,3	73,8	76,5	79,0	80,4	80,3	82,3	84,1
42	<i>новых</i>	76,6	0	0	0	53,1	0	0	0	0	0	70,8	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,6	5,2	4,9	4,7	4,6	6,1	5,7	7,1	6,6	6,1	5,5	5,1	4,7	4,4
44	<i>переходящих</i>	5,6	5,2	4,9	4,7	4,6	6,1	5,7	7,1	6,6	6,1	5,5	5,1	4,7	4,4
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Добыча жидкости, всего, тыс.т	16,9	20,9	22,8	24,8	32,5	34,7	37,7	18,9	19,5	20,1	26,3	26,9	27,7	28,5
47	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	12,4	20,9	22,8	24,8	28,7	34,7	37,7	18,9	19,5	20,1	19,9	26,9	27,7	28,5
48	<i>из новых скважин</i>	4,5	0	0	0	3,8	0	0	0	0	0	6,3	0	0	0
49	<i>механизированным способом</i>	16,9	20,9	22,8	24,8	32,5	34,7	37,7	18,9	19,5	20,1	26,3	26,9	27,7	28,5
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	78,6	99,4	122,2	147,1	179,6	214,2	251,9	270,8	290,3	310,3	336,6	363,5	391,2	419,8
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	21,7	27,1	32,2	37,1	43,4	49,8	55,7	60,6	65,2	69,4	75,2	80,5	85,4	90,0
52	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,077	0,096	0,114	0,13	0,154	0,176	0,197	0,215	0,231	0,246	0,266	0,285	0,303	0,319
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	24,1	30,1	35,8	41,2	48,2	55,3	61,9	67,4	72,5	77,2	83,6	89,5	94,9	100,0
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	5,6	6,0	5,7	5,4	7,0	7,1	6,6	5,5	5,1	4,7	6,4	5,9	5,5	5,1
55	Темп отбора от текущих, %	6,8	7,9	8,2	8,4	12,0	13,7	14,7	14,4	15,6	17,1	28,0	35,9	51,9	99,8

Таблица 8.7 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. IV Возвратный объект. Вариант 2 (Рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0	0	0	0	0,6	0,8	0,7	1,2	1,3	1,2	1,0	0,9
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0	0	0	0	0	0,8	0,7	1,2	1,3	1,2	1,0	0,9
3	<i>новых скважин</i>	0	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	0	0	0	0	0,6	0,8	0,7	1,2	1,3	1,2	1,0	0,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>из разведочного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	2,8	0	0	2,7	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	214	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	<i>вспомогательные и специальные скважины</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	346,8	0	0	346,8	0	0	0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	1,0	0	0	0,94	0	0	0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0,8	0,7	0,6	1,3	1,2	1,0
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	0	0	0	0	1,0	0,8	0,7	1,6	1,3	1,2	1,0
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	0	0	0	0	0,8	0,7	0,6	1,3	1,2	1,0	0,9
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0	0	0	0	0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0	0	0	0	0	-13,8	-14,3	-14,3	-14,4	-13,4	-13,5	-13,8
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0	0	0	0	1,0	0	0	1,0	0	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2
28	<i>В том числе нагнет, в отработке</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2
32	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	8,4	8,0	7,6	8,0	10,0	12,6	16,3	21,7
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0,0	8,0	7,6	8,0	10,0	12,6	16,3	21,7
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	8,4	0	0	0	0	0	0	0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	0	0	0	0	66,7	69,8	72,7	73,4	80,7	86,8	91,2	94,3
41	<i>переходящих</i>	0	0	0	0	0	69,8	72,7	75,3	80,7	86,8	91	94,3
42	<i>новых</i>	0	0	0	0	66,7	0	0	70,8	0	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0	0	0	0	2,8	2,4	2,1	2,1	1,9	1,7	1,4	1,2
44	<i>переходящих</i>	0	0	0	0	2,8	2,4	2,1	2,1	1,9	1,7	1,4	1,2
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0	0	0	0	2,0	2,8	2,6	4,4	6,9	8,7	11,4	15,1
47	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	0	0	0	0	0	2,8	2,6	2,5	6,9	8,7	11,4	15,1
48	<i>из новых скважин</i>	0	0	0	0	2,0	0	0	2	0	0	0	0
49	<i>механизированным способом</i>	0	0	0	0	2,0	2,8	2,6	4,4	6,9	8,7	11,4	15,1
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	0,9	0,9	0,9	0,9	2,9	5,6	8,3	12,7	19,6	28,3	39,7	54,7
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	0,8	0,8	0,8	0,8	1,3	2,2	2,9	4,1	5,4	6,6	7,5	8,4
52	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,025	0,025	0,025	0,02	0,043	0,070	0,092	0,130	0,172	0,209	0,240	0,268
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	9,7	9,7	9,7	9,7	16,8	27,3	36,3	50,9	67,5	81,9	94,4	105,0
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0	0	0	0	7,1	10,4	9,0	14,6	16,7	14,4	12,4	10,7
55	Темп отбора от текущих, %	0	0	0	0	7,9	12,6	12,4	22,9	34,0	44,3	68,8	189,3

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 месторождении предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 9.1).

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных 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.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах должна поступать систематически.

Определение дебитов нефти и воды должно проводиться по всем эксплуатируемым скважинам.

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 вне зависимости от содержания доли воды в продукциях скважин и проводиться ежемесячно.

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). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

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 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.

9.1 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.

9.2 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 дебита или при стабильной приемистости в нагнетательных. 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 и

нагнетательных 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 влагометрии

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 нагнетательных 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.

- недовыполнение запроектированных 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.

9.3 Изучение физико-химических свойств пластовых флюидов

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 $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ 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 (pH), 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.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

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	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 Не реже 1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
4	Определение забойного давления по действующим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ Не реже 1 раза в квартал	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	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	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	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
8	Исследования профиля притока		Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
9	Определение профиля поглощения			Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по мере необходимости
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	$R_{заб} > R_{нас}$	Не реже 1 раза в год	
		$R_{пл} > R_{нас}$ и $R_{заб} < R_{нас}$	Ежеквартально	
		$R_{пл} \leq R_{нас}$	Ежемесячно	

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Климат района резко континентальный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу.

По данным РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района месторождения Уаз представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Сагиз за 2025 год.

Таблица 10.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Сагиз
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль) за год	-11,9С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+33,4С
Среднее число дней с пыльными бурями	7 дней

Таблица 10.2 – Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Сагиз	-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 10.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Сагиз	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 10.4 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
8	10	16	21	7	11	11	16	0

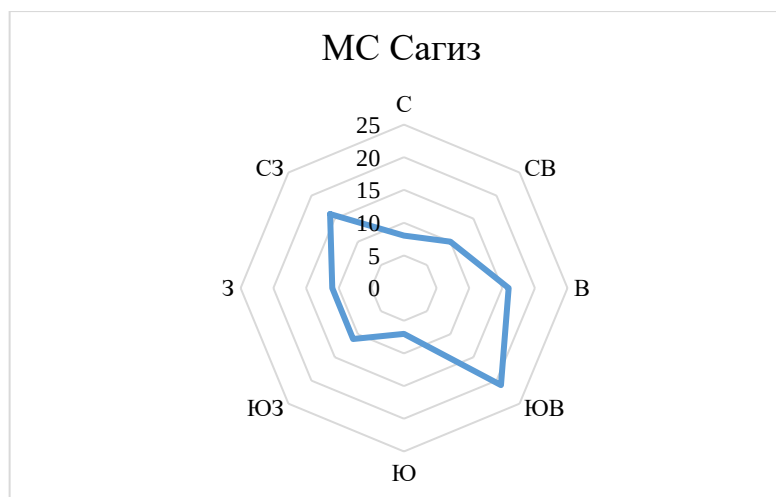


Рис. 10.1 – Роза ветров

Организация контроля над выбросами

Для АО «Эмбаунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбаунайгаз».

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух месторождения Уаз проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Результаты анализов отобранных проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г.

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация, мг/м ³				Наличие превышения ПДК	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
			I кв 2025г	II кв 2025г	III кв 2025г	IV кв 2025г		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
граница СЗЗ Ка-5-01 53°45'30" 47°55' 12"	Диоксид азота	0,2	0,006	0,005	0,004	0,003	-	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,020	0,028	0,008	0,002	-	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	-	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	-	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	0,975	0,989	1,26	0,740	-	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,237	0,380	0,569	0,520	-	Не требуется
	Пыль	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	-	Не требуется
граница СЗЗ Ка-5-02 53°46' 26" 47°55'21"	Диоксид азота	0,2	0,004	0,006	0,006	0,004	-	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,020	0,031	0,010	0,002	-	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	-	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	-	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	0,869	1,18	1,38	0,677	-	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,256	0,405	0,622	0,469	-	Не требуется
	Пыль	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	-	Не требуется

Вывод: Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Уаз показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, 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 промышленного 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.

Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами.

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха ПДК.

Источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 1.0 ПДК.

Для группы производственных объектов, расположенной на общей производственной площадке, устанавливается единая СЗЗ с учетом суммарных выбросов в атмосферный воздух и физического воздействия всех источников.

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11

января 2022 г.

АО «Эмбаунайгаз» имеет «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» согласно заключению (№ Е.05.X.KZ09VBZ00037526). Департаментом санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м.

Согласно приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246 «Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» уполномоченным органом в области охраны окружающей среды для предприятия определена 1-категория.

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 тополевы, 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. Средне-многолетний 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 прослои 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.

Характеристика современного состояния водных ресурсов

Для АО «Эмбаунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбаунайгаз».

Анализ проб подземных вод был выполнен аккредитованной испытательной лабораторией в соответствии с методиками и ГОСТами, утвержденными в РК. Результаты анализов приведены в таблице 10.6.

Таблица 10.6 – Результаты анализов проб подземных вод

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 2 квартал 2024г	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 4 квартал 2024г	Норма предельно допустимых концентраций (мг/дм ³)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
1	2	3	4	5	6	7
Месторождение «УАЗ»						
Для канализационных септиков общежития и столовой						
Скв. №1Ф 47°55'06,6" 53°46'19,3"	рН	6,7	6,8	не реглам-ся	-	-
	Сухой остаток	20 296,67	21 477,11	не реглам-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,07	0,03	не реглам-ся	-	-
	Фенол	0,005	0,003	не реглам-ся	-	-
	АПАВ	0,520	0,718	не реглам-ся	-	-
	ХПК	438,8	787,5	не реглам-ся	-	-
	Железо	3,252	2,394	не реглам-ся	-	-
	Азот аммонийный	0,805	0,611	не реглам-ся	-	-
	Нитриты	0,189	0,117	не реглам-ся	-	-
	Нитраты	0,466	0,249	не реглам-ся	-	-
	Медь	0,089	0,007	не реглам-ся	-	-
	Цинк	<0,1	<0,1	не реглам-ся	-	-
	Свинец	0,547	0,025	не реглам-ся	-	-
	Никель	<0,005	0,005	не реглам-ся	-	-
Скв. №1ф/1 47°55'06,6" 53°46'19,3"	рН	6,7	6,9	не реглам-ся	-	-
	Сухой остаток	27 697,84	20 165,51	не реглам-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,19	0,05	не реглам-ся	-	-
	Фенол	0,006	0,005	не реглам-ся	-	-
	АПАВ	0,431	0,441	не реглам-ся	-	-
	ХПК	363,8	494,3	не реглам-ся	-	-
	Железо	2,058	1,126	не реглам-ся	-	-
	Азот аммонийный	0,584	0,391	не реглам-ся	-	-
	Нитриты	<0,003	0,120	не реглам-ся	-	-
	Нитраты	0,441	0,512	не реглам-ся	-	-
	Медь	0,038	<0,005	не реглам-ся	-	-
	Цинк	<0,1	<0,1	не реглам-ся	-	-
	Свинец	0,627	0,112	не реглам-ся	-	-
	Никель	<0,005	<0,005	не реглам-ся	-	-
Скв. №1Н 47°55'04,4" 53°46'18,7"	рН	7,2	7,4	не реглам-ся	-	-
	Сухой остаток	12 333,40	15 668,61	не реглам-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,07	0,08	не реглам-ся	-	-
	Фенол	0,003	0,007	не реглам-ся	-	-
	АПАВ	0,305	0,566	не реглам-ся	-	-
	ХПК	506,3	353,8	не реглам-ся	-	-
	Железо	0,002	0,389	не реглам-ся	-	-
	Азот аммонийный	1,069	0,708	не реглам-ся	-	-

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 2 квартал 2024г	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 4 квартал 2024г	Норма предельно допустимых концентрации (мг/дм ³)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
	Нитриты	<0,003	0,108	не реглам-ся	-	-
	Нитраты	11,075	6,027	не реглам-ся	-	-
	Медь	0,049	0,045	не реглам-ся	-	-
	Цинк	<0,1	<0,1	не реглам-ся	-	-
	Свинец	0,796	0,014	не реглам-ся	-	-
	Никель	<0,005	<0,005	не реглам-ся	-	-
Скв. № У/25Н 47°54'50,2" 53°46'47,4"	рН	6,8	6,8	не реглам-ся	-	-
	Сухой остаток	23 781,78	27 847,73	не реглам-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,124	0,12	не реглам-ся	-	-
	Фенол	0,005	0,011	не реглам-ся	-	-
	АПАВ	0,434	0,666	не реглам-ся	-	-
	ХПК	380,4	552,5	не реглам-ся	-	-
	Железо	5,937	3,868	не реглам-ся	-	-
	Азот аммонийный	0,692	0,439	не реглам-ся	-	-
	Нитриты	<0,003	0,065	не реглам-ся	-	-
	Нитраты	0,305	0,143	не реглам-ся	-	-
	Медь	0,083	0,072	не реглам-ся	-	-
	Цинк	<0,1	<0,1	не реглам-ся	-	-
	Свинец	0,376	0,098	не реглам-ся	-	-
	Никель	<0,005	<0,005	не реглам-ся	-	-
Скв. №1Н/1 47°54'50,1" 53°46'47,8"	рН	7,2	6,9	не реглам-ся	-	-
	Сухой остаток	26 554,87	30 096,19	не реглам-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,05	0,06	не реглам-ся	-	-
	Фенол	0,002	0,001	не реглам-ся	-	-
	АПАВ	0,332	0,274	не реглам-ся	-	-
	ХПК	496,5	646,0	не реглам-ся	-	-
	Железо	3,401	2,807	не реглам-ся	-	-
	Азот аммонийный	0,617	6,9	не реглам-ся	-	-
	Нитриты	<0,003	30 096,19	не реглам-ся	-	-
	Нитраты	0,295	0,06	не реглам-ся	-	-
	Медь	0,093	0,001	не реглам-ся	-	-
	Цинк	<0,1	0,274	не реглам-ся	-	-
	Свинец	0,913	646,0	не реглам-ся	-	-
	Никель	<0,005	2,807	не реглам-ся	-	-
Скв. №2Н 47°54'50,4" 53°46'48,0"	рН	7,2	7,4	не реглам-ся	-	-
	Сухой остаток	26 554,87	22 976,08	не реглам-ся	-	-
	Массовая концентрация нефтепродуктов	0,15	0,09	не реглам-ся	-	-
	Фенол	0,010	0,004	не реглам-ся	-	-
	АПАВ	0,628	0,355	не реглам-ся	-	-
	ХПК	418,1	515,0	не реглам-ся	-	-
	Железо	1,611	2,099	не реглам-ся	-	-
	Азот аммонийный	0,800	0,579	не реглам-ся	-	-
	Нитриты	0,086	0,097	не реглам-ся	-	-
	Нитраты	0,234	0,189	не реглам-ся	-	-
	Медь	0,059	<0,0005	не реглам-ся	-	-
	Цинк	<0,1	<0,1	не реглам-ся	-	-

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 2 квартал 2024г	Фактическая концентрация, (мг/дм ³) 4 квартал 2024г	Норма предельно допустимых концентрации (мг/дм ³)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
	Свинец	0,966	0,056	не реглам-ся	-	-
	Никель	<0,005	<0,005	не реглам-ся	-	-

Результаты мониторинговых наблюдений показали, что за 2025 год по всем анализируемым показателям не наблюдалось превышения установленных норм ПДК.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

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.

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 коммунальные отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на

состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости

и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;

- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением.

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 и.о. Министра национальной

экономики в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Уз разрабатывается с 2006г и находится на III стадии разработки. Общий пробуренный фонд на дату проекта составляет 58 скважин.

В 2024г составлен Пересчет запасов (Протокол ГКЗ РК от 17 сентября 2024г №2699-24-У). По результатам геологические/ извлекаемые запасы нефти меловых и юрских горизонтов по категориям В+С₁ составил в количестве **4369/1336** тыс. т, по категории С₂ - в количестве **439/58** тыс. т, по категориям В+С₁+С₂ в количестве **4808/1394** тыс. т.

2024г АО «Эмбаунайгаз» выполнил процедуру расширения Горного отвода (рег.№675 Д-УВС от 04.10.2024г.) до подошвы триасовых отложений.

На месторождении Уз с отбором керна пробурено 16 скважин. Общая проходка с отбором керна по всему разрезу составила – 989,1 м, в том числе по нижнемеловым отложениям – 239,6 м, по отложениям верхней, средней и нижней юры – 694,4 м, верхне- и среднетриасовым – 50,1 м, по отложениям кунгурского яруса – 5 м. Вынос керна в целом по месторождению составил – 567,66 м, 2,34% от вскрытой толщины и 57,39% от проходки с отбором керна. Всего по месторождению изучено 411 образцов керна, из них 344 образцов приходятся на продуктивные горизонты. Количество кондиционных – 311 ед.

В целом по месторождению свойства нефти в пластовых условиях исследованы на основе анализа 66 образцов, взятых из 24 скважин. В поверхностных условиях описываются свойства по 81-ой пробы отобранных из 34 скважин.

В период 2024–2025 гг. в грабеновой части месторождения были пробурены оценочные скважины №103 и №104. В ходе работ выполнен полный комплекс исследований: отбор и анализ керна, исследование пластовых и поверхностных проб, а также испытание и опробование продуктивных горизонтов. Результаты выполненных работ позволили обеспечить прирост и перевод запасов по меловым, юрским и триасовым горизонтам. По результатам выполненных работ, в 2025г составлен отчет «Прирост запасов нефти и газа...» (Протокол ГКЗ РК №2793-25-У от 19.12.2025г.), в таблице 11.1 представлены утвержденные запасы нефти и газа по месторождению 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.	извл.	геол.	
В+С ₁	4530	1380	50	15			1,4	0,8
С ₂	456	58	6	1	2,5	1,5	12,6	6,8

По месторождению Уз соотношение геологических запасов нефти категорий В+С₁ (4530 тыс. т) к С₂ (456 тыс. т) составляет 91% и 9%, что свидетельствует о высоком степени изученности месторождения, в тоже время объемы запасов категории С₂ указывают на дополнительный потенциал для проведения дальнейших доразведочных работ.

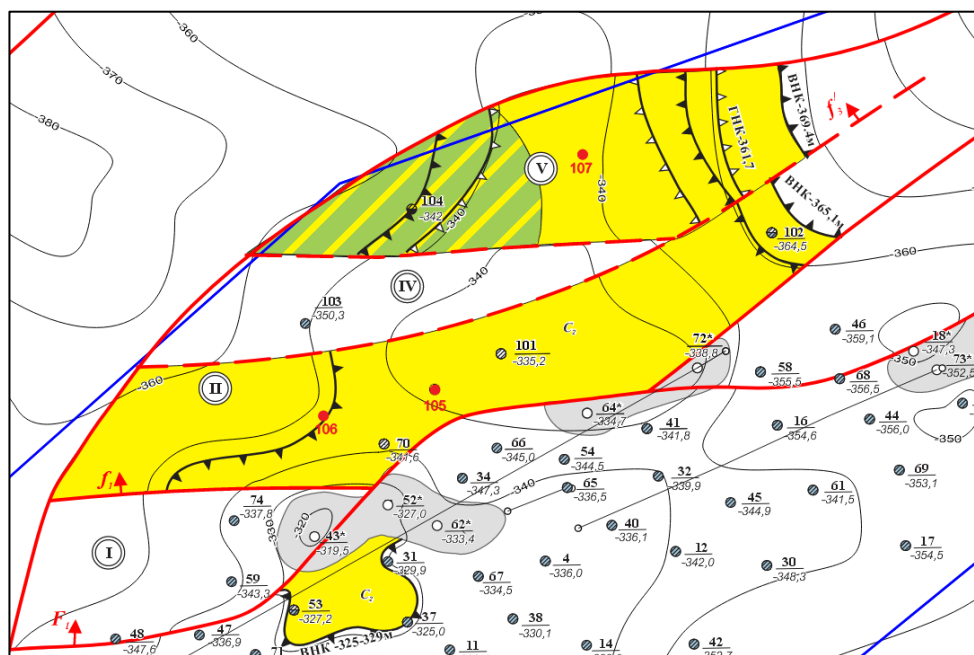
Учитывая вышеизложенное при дальнейшей работе на месторождении, рекомендуется:

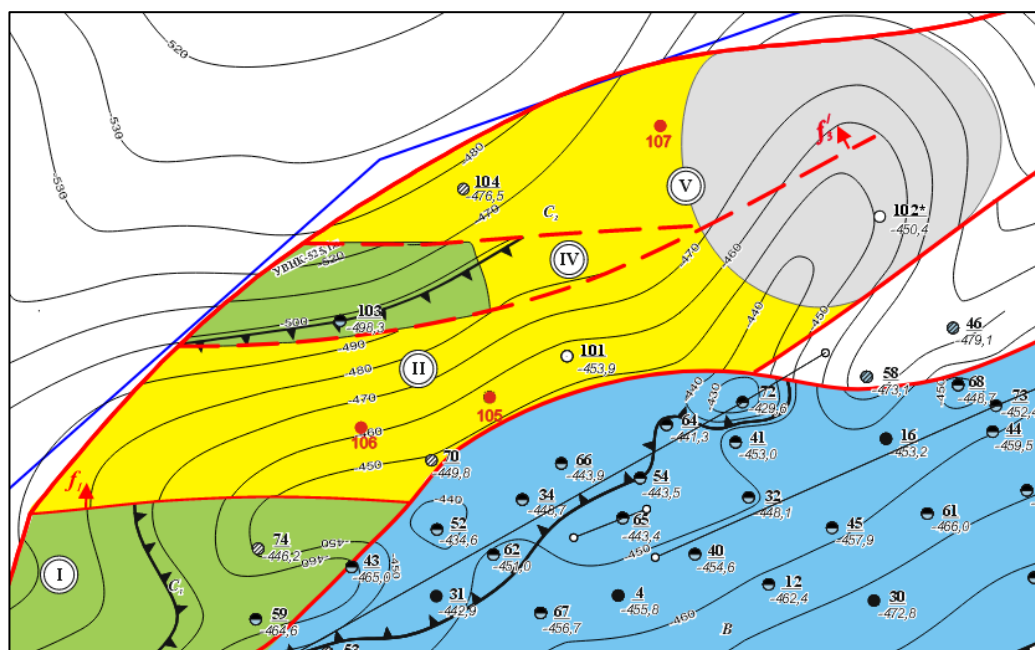
-продолжить доразведку запасов оцененных по категории C_2 для перевода в категорию C_1 ;

-продолжить изучение параметров керна и петрофизические исследования для уточнения граничных значений пористости и нефтегазонасыщенности для продуктивных горизонтов;

-продолжить исследования по уточнению физико-химических свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях по менее изученным продуктивным горизонтам.

- бурение трех оценочных скважин (№105,106,107) в грабеновой части структуры (блоки II и V) с полным вскрытием всего продуктивного разреза. Проектная глубина скважин предусматривает вскрытие отложений триасового комплекса. Проектные точки выбраны с целью максимального охвата залежей, оцененных по категории C_2 . При этом, с учетом текущих работ по переинтерпретации сейсмических данных, местоположение скважин может быть скорректировано по результатам уточнения структурно-тектонической модели месторождения.





Ю-III – продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора.

12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Уаз на дату составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...», разрабатывается согласно Контракту №327 от 12.05.1999 года срок действия Контракта до 09.01.2035 года включительно.

Согласно контрактным условиям сформирован общий ликвидационный фонд по контракту №327, в данный контракт входят 4 месторождений, накопленные ликвидационные отчисления в фонде составляют **2 820 484,77** долл. или **1 523 061 775,80** тенге по курсу 540 долл/тенге.

Ликвидационные отчисления, перечисленные на банковский счет по состоянию 01.01.2026г. составляют **414 137,00** долл. или **223 633 980,00** 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.

На конец рентабельного периода эксплуатационный фонд составит 32 ед. Скважины находящиеся в консервации и в наблюдательном фонде ликвидируются в процессе разработки и учтены в эксплуатационных затратах в таблице 4.2.4, количество ликвидируемых скважин в период разработки приведено в табличных приложениях Т.П.12.2

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа.

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину согласно нормативной продолжительности работ в зависимости от глубины скважин и стоимости 1 бригада/часа, которая составляет 47 430 тенге.

Таблица 12.1 - Затраты на ликвидацию скважин

Наименование	Бр/часы	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
от 500 м. до 700 м.	180	10	8 537 400	85 374 000
от 700 м. до 1000 м.	191	22	9 059 130	199 300 860

Наименование	Бр/часы	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
Всего		32		284 674 860

Согласно локальной смете демонтажа технологических оборудования и материалов ликвидационная стоимость демонтажа составила **181 468 347 тенге**. Список демонтируемого оборудования приведен в таблице 12.1, сметные расчеты приведены в табличных приложениях П.12.1.

Таблица 12.2 – Список демонтируемого оборудования

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
ЕПП-12,5м3	шт	3	225129
Емкость 30 м3	шт	1	172998
Емкость 50 м3	шт	2	452826
Емкость 25 м3	шт	1	172998
ГЗУ	шт	4	1643420
Билборд	шт	1	75043
РГС 50 м3	шт	2	452826
РГС 10 м3	шт	1	144697
Резервуары 1000 м3	т конструкций	29	5589663
Емкость 100м3	шт	1	296236
Емкость дрен. для отлива воды	шт	1	144697
Емкость септик 3м3	шт	1	75043
Емкость дренажная ЕП 3 м3	шт	1	75043
Емкость 10 м3	шт	1	172998
Канализационная емкость ЕП-3м3	шт	5	375215
Привод ПШГНТ-40-1,5-14	шт	1	410855
Станок-качалка	шт	18	9041940
Погрузка, разгрузка, перевозка			1400292
Итого по разделу 1			20921919
Линия водовода Ду89мм	км	0,18	420314
Выкидные линии из ст.труб 89мм	км	4,545	20597376
Выкидные линии из ст.труб 114мм	км	3,435	16264075
Нагнетательная линия из ст.труб 114мм	км	1,04	4924203
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм	км	8,639	33028909
Сточная линия из СВТ труб Ду150мм	км	0,635	2427754
Сточная линия ст.труб 159х7мм	км	4,12	13800018
Нефтесборный коллектор из ст.труб 159х7	км	0,52	3003106
Выкидные линии из ст.труб Ду73мм	км	3,01	13596994
Линия коллектора d 114х7 от ГЗУ №5, №1 до блока гребен	км	0,528	1809375
Выкидная линия из СВТ труб Ду150мм	км	0,155	592602
Линия водопровод от гребенки до ВРП-1 м/р Уз Ду114	км	0,7	2398791
Нагнетательные линии от ВРП -2 до скв.№63 из ст.труб Ду114	км	0,59	2793539
Линия напорный водовод от СП Уз-ВРП-1 Ду159	км	0,45	2598842
Итого по разделу 2			118255898
Кабельные линии КЛ	м	1 304	637656

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость , тенге
Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65	м3	1 043	645741
Траншеи и котлованы, разработка и засыпка	м3	1 043	100147
ЯКНО 6-10 кВ, на ток до 3200 А	шт	2	361996
КРУН 6-10 кВ, на ток до 3200 А	шт	1	180998
Подстанция комплектная трансформаторная	подстанция	35	3804640
Опоры ВЛ 0,38-10 кВ	шт	596	7273584
Провода ВЛ 0,4 кВ	шт	150	1852350
Провода ВЛ 6-10 кВ	шт	446	8043164
Опоры освещения стальные массой до 3,5 т.	опора	8	175336
Светильники для люминесцентных ламп	шт.	4	3852
Демонтаж стальных отдельностоящих молниеотводов со шпилем	т	4,8	1171325
Погрузка, разгрузка, перевозка			3487338
Итого по разделу 3			27738127
Ограды металлические	м оград	2 479	10453943
Навес стеллаж (склад) УДНГ Уаз	м2	42	238602
Флагшток	т	0,08	18678
Беседка	шт	1	149459
Площадки	т конструкций	2	681728
Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Помещение слесарное на базе культбутки	т	3	208023
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. /Вагон мобильный (типа Кедр-4К на 2 чел	т	7,2	499255
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Вагон мобильный	т блок-боксов	3	208023
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Вагон-будка	т блок-боксов	3	208023
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. ДЭС	т блок-боксов	4	277364
Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Вагон мобильный операторная УАЗ	т	3	208023
Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Вагон мобильный №1 УАЗ (стеллаж)	т	3	208023
Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Здание из металлоконстр. насос.НБ-50	т	5	346705
Погрузка, разгрузка, перевозка			846554
Итого по разделу 4			14552403
Итого сметная стоимость			181 468 347

Затраты на рекультивацию рассчитываем, исходя из общего объема нефтезагрязненных земель, массой 156,18 т, и удельной стоимости работ по рекультивации, которая согласно «Проекта рекультивации нефтезагрязненных земель на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» составляет 13 195 тенге/тонна. Коэффициент перевода, м3 в тонны 1,37 ед. Общая стоимость рекультивации биологическим методом составила **2 060 795 тенге.**

Ниже приведена таблица с указанием объемов и массы рекультивации.

Таблица 12.3 – Масса рекультивируемой земли

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м3	Масса рекультивируемой земли, тонн
ЕПП-12,5м3	шт	3	8,1	11,097
Емкость 30 м3	шт	1	2,7	3,699
Емкость 50 м3	шт	2	5,4	7,398
Емкость 25 м3	шт	1	2,7	3,699
ГЗУ	шт	4	30	41,1
Билборд	шт	1		0
РГС 50 м3	шт	2	15	20,55
РГС 10 м3	шт	1	7,5	10,275
Резервуары 1000 м3	т конструкций	29	10,8	14,796
Емкость 100м3	шт	1	7,5	10,275
Емкость дрен. для отлива воды	шт	1	2,7	3,699
Емкость септик 3м3	шт	1	2,7	3,699
Емкость дренажная ЕП 3 м3	шт	1	2,7	3,699
Емкость 10 м3	шт	1	2,7	3,699
Канализационная емкость ЕП-3м3	шт	5	13,5	18,495
ИТОГО				156,18

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.4 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тенге	284 674 860
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тенге	181 468 347
Рекультивация земли	тенге	2 060 795
Плата за выбросы	тенге	4 682 040
Итого:	тенге	472 886 042
Накопленная сумма	тенге	223 633 980
Итого с учетом инфляции	тенге	343 596 721
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период 2026-2039 гг.	тыс. тонн	525,109
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонна	654,33

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего анализа разработки расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026г.

Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд в данной работе определяется в зависимости от накопленной добычи нефти за рентабельный период 2026-2039 гг.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ЛФ
	тыс.т	тг/тонна	тыс.тг
2026	54,814	654,33	35866,978
2027	51,382	654,33	33621,230
2028	47,931	654,33	31363,219
2029	45,124	654,33	29525,879
2030	45,210	654,33	29582,556
2031	43,865	654,33	28702,194
2032	41,166	654,33	26936,317
2033	37,482	654,33	24525,717
2034	34,269	654,33	22423,558
2035	30,316	654,33	19836,720
2036	27,768	654,33	18169,672
2037	24,924	654,33	16308,825
2038	21,525	654,33	14084,282
2039	19,332	654,33	12649,574
Итого	525,109		343 596,721

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	ОРЭ	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	58	0	0	1	1	0	44	9	3,4	25,9	113,3
2027	0	0	0	58	0	1	1	1	0	43	9	3,2	27,9	123,5
2028	0	0	0	58	0	1	1	1	0	42	9	3,1	26,8	117,1
2029	0	0	0	58	0	1	2	2	0	40	9	3,0	28,3	126,1
2030	0	0	0	58	0	1	2	2	0	38	9	3,0	30,7	131,8
2031	0	0	0	58	0	0	2	2	0	36	9	3,0	29,8	108,9
2032	0	0	0	58	0	0	2	2	0	34	9	3,0	31,6	110,9
2033	0	0	0	58	0	0	1	1	0	33	9	2,8	32,3	116,2
2034	0	0	0	58	0	0	1	1	0	32	9	2,6	34,7	120,3
2035	0	0	0	58	0	0	3	3	0	29	9	2,5	33,1	98,5
2036	0	0	0	58	0	0	3	2	1	27	8	2,4	32,4	95,4
2037	0	0	0	58	0	0	2	2	0	25	8	2,3	33,9	89,4
2038	0	0	0	58	0	0	2	2	0	23	8	2,2	31,2	73,2
2039	0	0	0	58	0	0	2	2	0	21	8	2,2	31,0	65,6

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	51,9	3,8	9,9	907,1	65,7	0,200	394,6	3886,5	86,9	353,5	2825,0	0,778	6,922
2027	47,7	3,5	10,1	954,9	69,2	0,211	416,4	4302,9	88,5	385,4	3210,5	0,716	7,638
2028	44,7	3,2	10,5	999,5	72,4	0,221	390,9	4693,8	88,6	366,5	3576,9	0,668	8,306
2029	41,4	3,0	10,9	1041,0	75,4	0,230	391,9	5085,7	89,4	393,7	3970,6	0,620	8,926
2030	39,4	2,9	11,6	1080,4	78,3	0,239	405,1	5490,7	90,3	411,2	4381,8	0,586	9,512
2031	37,5	2,7	12,5	1117,9	81,0	0,247	368,4	5859,2	89,8	339,8	4721,7	0,550	10,062
2032	35,4	2,6	13,5	1153,3	83,6	0,255	373,6	6232,8	90,5	347,0	5068,7	0,509	10,571
2033	31,7	2,3	14,0	1185,0	85,9	0,262	369,5	6602,3	91,4	362,7	5431,5	0,439	11,010
2034	28,7	2,1	14,7	1213,6	87,9	0,268	385,2	6987,5	92,6	375,6	5807,0	0,391	11,401
2035	25,2	1,8	15,2	1238,9	89,8	0,273	333,0	7320,5	92,4	307,4	6114,4	0,336	11,737
2036	22,3	1,6	15,8	1261,2	91,4	0,278	304,2	7624,7	92,7	265,4	6379,8	0,292	12,029
2037	20,0	1,4	16,8	1281,1	92,8	0,283	293,8	7918,6	93,2	247,9	6627,8	0,260	12,289
2038	17,7	1,3	17,9	1298,9	94,1	0,287	248,7	8167,2	92,9	203,0	6830,8	0,231	12,520
2039	15,8	1,1	19,5	1314,7	95,3	0,290	225,4	8392,6	93,0	181,9	7012,6	0,206	12,726

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	ОРЭ	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	46	0	18,0	1	1	0	35	7	3,2	25,4	108,1
2027	0	0	0	47	1	18,0	2	2	0	34	7	2,9	28,0	127,0
2028	0	0	0	47	0	18,0	2	2	0	32	7	2,7	26,5	123,9
2029	0	0	0	47	0	18,0	3	3	0	29	7	2,4	28,7	135,2
2030	0	0	0	47	0	18,0	1	1	0	28	7	2,2	30,9	146,8
2031	0	0	0	47	0	18,0	4	4	0	24	7	2,2	30,0	117,4
2032	0	0	0	47	0	18,0	2	2	0	22	7	2,1	31,9	119,8
2033	0	0	0	47	0	18,0	0	0	0	22	7	1,9	33,5	126,4
2034	0	0	0	47	0	18,0	2	1	0	21	7	1,7	36,5	131,2
2035	0	0	0	47	0	18,0	3	3	0	18	7	1,7	33,2	102,4
2036	0	0	0	47	0	18,0	4	3	1	15	6	1,7	32,7	98,0
2037	0	0	0	47	0	18,0	1	1	0	14	6	1,6	32,9	92,0

2038	0	0	0	47	0	18,0	1	1	0	13	6	1,5	32,0	83,3
2039	0	0	0	47	0	18,0	1	1	0	12	6	1,4	31,8	73,5

Таблица П.4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	38,3	4,2	15,4	698,7	76,9	0,252	308,6	3021,4	87,6	262,4	1720,4	90,7	59,1	0,574	5,227
2027	34,1	3,7	16,2	732,8	80,6	0,264	326,2	3347,6	89,6	308,4	2028,8	101,3	63,1	0,511	5,738
2028	29,7	3,3	16,9	762,5	83,9	0,274	295,1	3642,8	89,9	301,5	2330,3	109,5	66,8	0,445	6,183
2029	24,6	2,7	16,8	787,1	86,6	0,283	288,4	3931,2	91,5	328,2	2658,4	122,5	70,8	0,369	6,552
2030	21,5	2,4	17,7	808,6	89,0	0,291	300,3	4231,5	92,8	356,4	3014,8	128,2	74,7	0,323	6,875
2031	18,1	2,0	18,0	826,7	91,0	0,298	250,0	4481,5	92,8	285,0	3299,8	123,1	77,4	0,271	7,146
2032	16,0	1,8	19,5	842,6	92,7	0,303	244,3	4725,8	93,5	291,7	3591,5	129,2	80,0	0,240	7,386
2033	14,3	1,6	21,7	857,0	94,3	0,308	255,3	4981,1	94,4	306,7	3898,2	130,3	82,5	0,215	7,601
2034	12,7	1,4	24,4	869,7	95,7	0,313	265,8	5246,9	95,2	318,4	4216,6	130,2	84,8	0,190	7,791
2035	10,5	1,2	26,7	880,1	96,8	0,317	207,2	5454,1	94,9	248,6	4465,3	130,3	86,5	0,157	7,948
2036	8,6	1,0	30,1	888,8	97,8	0,320	170,6	5624,7	94,9	204,4	4669,6	130,1	87,8	0,130	8,078
2037	7,6	0,8	37,7	896,3	98,6	0,323	159,6	5784,4	95,3	191,5	4861,1	130,4	88,9	0,113	8,191
2038	6,5	0,7	52,4	902,8	99,3	0,325	144,1	5928,5	95,5	173,3	5034,4	130,7	89,9	0,098	8,289
2039	5,7	0,6	95,6	908,5	100,0	0,327	132,1	6060,6	95,7	152,8	5187,2	125,8	90,7	0,085	8,374

Таблица П.4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	ОРЭ	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	20	0	12,0	0	0	0	8	2	3,2	25,0	131,3
2027	0	0	0	20	0	12,0	0	0	0	8	2	2,9	24,7	111,1
2028	0	0	0	21	1	12,0	0	0	0	9	2	2,9	23,2	93,5
2029	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	9	2	2,7	22,4	94,4
2030	0	0	0	21	0	12,0	2	2	0	7	2	2,8	24,1	79,1
2031	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	7	2	2,6	24,2	79,1
2032	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	7	2	2,4	24,4	79,7
2033	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	7	2	2,2	24,8	80,7
2034	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	7	2	2,1	25,4	82,4
2035	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	7	2	1,9	26,2	84,7
2036	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	7	2	1,8	27,1	87,8
2037	0	0	0	21	0	12,0	1	1	0	6	2	1,8	29,4	81,4
2038	0	0	0	21	0	12,0	1	1	0	5	2	1,9	18,4	42,9
2039	0	0	0	21	0	12,0	0	0	0	5	2	1,8	18,0	41,8

Таблица П.4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. 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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	8,7	3,0	7,7	184,9	63,7	0,190	69,4	781,6	87,4	91,1	1104,6	140,0	146,8	0,131	1,458
2027	8,1	2,8	7,7	193,0	66,5	0,199	68,6	850,2	88,2	77,1	1181,7	120,0	144,7	0,122	1,580
2028	8,5	2,9	8,8	201,5	69,4	0,208	69,4	919,6	87,7	65,0	1246,7	100,0	141,4	0,128	1,708
2029	8,5	2,9	9,6	210,1	72,4	0,216	69,9	989,5	87,8	65,5	1312,2	100,0	138,5	0,128	1,836
2030	6,8	2,4	8,5	216,9	74,7	0,223	58,6	1048,1	88,3	54,8	1367,0	100,0	136,4	0,102	1,938
2031	6,3	2,2	8,6	223,2	76,9	0,230	58,8	1106,8	89,2	54,9	1421,9	100,0	134,5	0,095	2,033
2032	5,9	2,0	8,8	229,1	78,9	0,236	59,5	1166,3	90,1	55,4	1477,2	100,0	132,8	0,088	2,121
2033	5,4	1,9	8,9	234,5	80,8	0,242	60,2	1226,5	91,0	56,0	1533,2	100,0	131,2	0,076	2,197
2034	5,0	1,7	9,0	239,6	82,6	0,247	61,6	1288,2	91,8	57,2	1590,4	100,0	129,8	0,071	2,268
2035	4,7	1,6	9,2	244,2	84,2	0,252	63,5	1351,6	92,7	58,8	1649,2	100,0	128,4	0,065	2,333

2036	4,3	1,5	9,4	248,6	85,7	0,256	66,1	1417,7	93,4	61,0	1710,2	100,0	127,1	0,056	2,389
2037	3,8	1,3	9,2	252,4	87,0	0,260	61,1	1478,8	93,7	56,5	1766,7	100,0	126,0	0,050	2,439
2038	3,4	1,2	8,9	255,8	88,1	0,263	31,9	1510,7	89,5	29,7	1796,4	100,0	125,5	0,044	2,483
2039	3,1	1,1	9,0	258,9	89,2	0,267	31,1	1541,8	90,0	29,0	1825,4	100,0	125,0	0,040	2,523

Таблица П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. I Возвратный объект. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	ОРЭ	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	3	0	0	0	0	0	3	0,9	2,8
2027	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	0,8	3,2
2028	0	0	0	4	1	0	0	0	0	4	1,4	4,6
2029	0	0	0	5	0	1	0	0	0	5	1,9	5,2
2030	0	0	0	5	0	0	0	0	0	5	2,0	5,9
2031	0	0	0	7	2	0	0	0	0	7	1,9	6,4
2032	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	2,2	8,9
2033	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	2,0	10,0
2034	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	1,9	11,2
2035	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	1,7	12,6
2036	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	1,6	14,2
2037	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	1,5	16,1
2038	0	0	0	7	0	0	1	1	0	6	1,6	18,1
2039	0	0	0	7	0	0	1	1	0	5	1,6	14,9

Таблица П.4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I Возвратный объект. 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	0,9	1,5	1,5	1,8	3,0	0,005	2,9	5,1	68,7	0,014	0,022
2027	0,8	1,4	1,4	2,7	4,4	0,007	3,4	8,4	74,9	0,013	0,035
2028	2,0	3,3	3,4	4,7	7,7	0,012	6,4	14,8	68,5	0,030	0,065
2029	3,1	5,1	5,6	7,8	12,8	0,020	8,5	23,3	63,2	0,047	0,112
2030	3,5	5,7	6,5	11,3	18,5	0,029	10,3	33,6	66,2	0,049	0,161
2031	4,3	7,0	8,6	15,6	25,5	0,040	14,9	48,4	71,1	0,056	0,217
2032	5,4	8,8	11,8	21,0	34,4	0,054	21,7	70,1	75,2	0,065	0,282
2033	5,0	8,1	12,4	25,9	42,5	0,067	24,2	94,3	79,5	0,054	0,336
2034	4,6	7,5	13,0	30,5	50,0	0,079	27,1	121,4	83,2	0,046	0,382
2035	4,2	6,9	13,8	34,7	56,9	0,090	30,6	152,0	86,2	0,038	0,420
2036	3,9	6,4	14,9	38,6	63,3	0,100	34,6	186,6	88,7	0,035	0,455
2037	3,6	5,9	16,1	42,2	69,2	0,109	39,1	225,7	90,8	0,032	0,487
2038	3,2	5,3	17,3	45,5	74,5	0,118	37,6	263,3	91,4	0,029	0,516
2039	2,8	4,6	18,0	48,3	79,1	0,125	25,8	289,1	89,1	0,025	0,541

Таблица П.4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. II Возвратный объект. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	ОРЭ	Перевод скважин с других объектов, 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	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	2,8	8,5
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2,6	8,9
2029	0	0	0	2	0	1	0	0	0	2	2,6	9,1
2030	0	0	0	3	1	0	0	0	0	3	2,6	9,4
2031	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	2,3	9,7
2032	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	2,1	10,1
2033	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,9	10,4
2034	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,8	10,8
2035	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,6	11,2

2036	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,4	11,7
2037	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,3	12,1
2038	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,2	12,6
2039	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	1,1	13,1

Таблица П.4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II Возвратный объект. 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	0	0	0	0,3	1,6	0	0	0	0	0	0
2027	1,0	4,5	4,5	1,3	6,0	0,016	3,0	3,0	66,7	0,014	0,014
2028	0,9	4,0	4,3	2,2	10,0	0,027	3,1	6,1	71,3	0,012	0,026
2029	1,8	8,3	9,2	4,0	18,3	0,050	6,3	12,4	71,1	0,026	0,052
2030	2,7	12,2	14,9	6,7	30,5	0,083	9,8	22,1	72,4	0,038	0,090
2031	2,4	11,1	15,9	9,2	41,5	0,113	10,1	32,2	75,9	0,032	0,122
2032	2,2	10,1	17,2	11,4	51,6	0,141	10,5	42,8	78,9	0,027	0,149
2033	2,0	9,1	18,8	13,4	60,7	0,166	10,9	53,6	81,5	0,020	0,169
2034	1,8	8,2	21,0	15,2	68,9	0,188	11,3	64,9	83,9	0,016	0,185
2035	1,7	7,5	24,0	16,9	76,4	0,208	11,7	76,6	85,9	0,013	0,198
2036	1,5	6,8	28,9	18,4	83,2	0,227	12,2	88,8	87,7	0,012	0,210
2037	1,4	6,2	36,8	19,7	89,4	0,244	12,6	101,4	89,2	0,011	0,221
2038	1,2	5,6	52,7	21,0	95,0	0,259	13,1	114,5	90,6	0,010	0,231
2039	1,1	5,1	101,2	22,1	100,1	0,273	13,6	128,2	91,8	0,009	0,240

Таблица П.4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. III Возвратный объект. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, 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	3	0	0	0	0	2	5,7	19,8
2027	0	0	0	3	0	0	0	0	2	5,4	22,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	0	2	5,1	24,3
2029	0	0	0	3	0	0	0	0	2	4,8	27,0
2030	0	0	0	4	1	0	0	0	3	4,7	25,1
2031	0	0	0	4	0	0	0	0	3	6,1	33,3
2032	0	0	0	4	0	0	0	0	3	5,7	36,1
2033	0	0	0	4	0	1	1	0	2	7,1	27,2
2034	0	0	0	4	0	0	0	0	2	6,6	28,1
2035	0	0	0	4	0	0	0	0	2	6,1	28,9
2036	0	0	0	4	0	0	0	0	2	5,6	29,8
2037	0	0	0	4	0	0	0	0	2	5,2	30,7
2038	0	0	0	4	0	0	0	0	2	4,8	31,7
2039	0	0	0	4	0	0	0	0	2	4,5	32,7

Таблица П.4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III Возвратный объект. 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	3,9	4,4	5,4	20,6	22,9	0,073	13,8	75,4	71,3	0,059	0,205
2027	3,7	4,1	5,4	24,3	27,0	0,086	15,2	90,6	75,5	0,056	0,261
2028	3,5	3,9	5,4	27,9	31,0	0,099	16,9	107,6	79,1	0,053	0,314
2029	3,3	3,7	5,4	31,2	34,7	0,111	18,7	126,3	82,2	0,050	0,364
2030	4,9	5,5	8,4	36,1	40,1	0,128	26,1	152,4	81,2	0,074	0,438
2031	6,4	7,1	11,9	42,5	47,2	0,151	34,7	187,1	81,6	0,096	0,534
2032	5,9	6,6	12,5	48,4	53,8	0,172	37,7	224,8	84,3	0,089	0,623
2033	4,9	5,5	11,9	53,4	59,3	0,189	18,9	243,7	73,8	0,074	0,697
2034	4,6	5,1	12,5	57,9	64,4	0,205	19,5	263,1	76,5	0,068	0,765

2035	4,2	4,7	13,2	62,2	69,1	0,220	20,1	283,2	79,0	0,063	0,828
2036	3,9	4,4	14,1	66,1	73,4	0,234	20,7	303,9	81,1	0,059	0,887
2037	3,6	4,0	15,1	69,7	77,5	0,247	21,3	325,3	83,0	0,054	0,941
2038	3,3	3,7	16,5	73,0	81,2	0,259	22,0	347,2	84,8	0,050	0,991
2039	3,1	3,5	18,3	76,1	84,6	0,270	22,7	370,0	86,3	0,047	1,038

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	24 296	24296	0	0	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	282 181	282181	0	0	0	0	0	0
Резервуары	тыс.тг.	221 198	221198	0	0	0	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	289 927	54609	56247	57935	59673	61463	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	818 620	583302	56247	57935	59673	61463	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	818 620	583302	56247	57935	59673	61463	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	836 529	583302	57935	61411	65043	68839	0	0

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
НДС (с выручки)	тыс.тг.	7 532 601	764 602	720 007	681 154	643 648	620 204	604 994	584 662	536 476	497 615	448 963	406 762	373 039	339 631	310 844
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	2 285 614	185 188	202 706	211 553	206 516	201 095	195 274	189 036	166 720	165 046	135 194	126 300	113 511	101 728	85 749
Налог на имущество	тыс.тг.	63 232	3 952	7 446	7 089	6 831	6 660	6 100	5 185	4 408	3 747	3 185	2 708	2 302	1 957	1 663
Прочие налоги	тыс.тг.	17 616	1 066	1 093	1 120	1 148	1 177	1 207	1 237	1 268	1 299	1 332	1 365	1 399	1 434	1 470
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 094 179	93 612	95 283	95 604	94 273	92 538	89 637	85 925	78 993	78 388	67 305	63 251	57 925	52 876	48 569
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	43	4	4	4	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	465 426	167 987	103 423	60 424	30 819	19 126	24 727	30 197	26 301	0	2 421	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	-3 606 491	-312 792	-310 052	-305 360	-304 057	-299 604	-288 046	-273 079	-258 783	-249 132	-239 524	-213 137	-197 900	-181 635	-173 390
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	3 608 261	388 942	308 571	303 474	298 214	293 175	273 555	260 290	251 210	245 643	225 260	210 584	196 761	182 704	169 876
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-4 035 873	-375 660	-411 436	-377 680	-345 435	-327 029	-331 438	-324 372	-285 265	-251 972	-239 524	-213 137	-197 900	-181 635	-173 390
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	4 037 643	451 810	409 955	375 794	339 592	320 600	316 948	311 583	277 693	248 483	225 260	210 584	196 761	182 704	169 876

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Продажа продукции по направлениям																
Нефти																
на экспорт	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок	тыс. тонн	456,185	51,505	47,411	44,344	41,141	39,155	37,263	35,133	31,451	28,461	25,052	22,144	19,8	17,6	15,7
Цена реализации продукции																
Нефти																
на экспорт	тг/тонн		218938,95	219469,50	222474,60	222474,60	222474,60	228036,47	233737,38	239580,81	245570,33	251709,59	258002,33	264452,4	271063,7	277840,3
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	101472,95	104009,77	106610,02	109275,27	112007,15	114807,33	117677,5	120619,5	123634,9
Производственная прибыль от реализации																
Нефти																
на экспорт	тыс.тг.	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок	тыс.тг.	47078756,1	4778763,26	4500042,25	4257210,33	4022802,41	3876275,27	3781211,40	3654136,69	3352973,31	3110094,54	2806017,34	2542264,00	2331494,1	2122696,5	1942774,8
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	47 078 756,13	4778763,26	4500042,25	4257210,33	4022802,41	3876275,27	3781211,40	3654136,69	3352973,31	3110094,54	2806017,34	2542264,00	2331494,1	2122696,5	1942774,8

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	7 438,95	736,62	695,02	666,31	633,64	618,12	602,97	582,70
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	79 982,42	7 920,04	7 472,76	7 164,06	6 812,80	6 645,98	6 482,99	6 265,12
Затраты на материалы	тыс.тг.	637 992,83	63 175,48	59 607,70	57 145,27	54 343,43	53 012,76	51 712,65	49 974,75
Ремонт автодорог	тыс.тг.	38 160,20	3 114,77	3 120,08	3 123,71	3 049,33	2 969,29	2 883,34	2 791,23
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	5 374,58	438,69	439,44	439,95	429,48	418,20	406,10	393,12
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	50 983,65	4 161,47	4 168,56	4 173,41	4 074,04	3 967,10	3 852,26	3 729,20
Ремонт скважин	тыс.тг.	59 371,15	21 222,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 124,75
НИР	тыс.тг.	1 202 828,80	98 179,14	98 346,49	98 460,85	96 116,54	93 593,48	90 884,20	87 980,95
Геофизические работы	тыс.тг.	94 094,13	7 849,02	7 862,40	7 871,54	7 684,12	7 482,41	5 198,73	7 033,71
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	114 305,27	9 330,00	9 345,90	9 356,77	9 133,99	8 894,22	8 636,76	8 360,86
Транспортные услуги	тыс.тг.	2 516 641,77	205 417,20	205 767,34	206 006,61	201 101,69	195 822,77	190 154,21	184 079,84
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	2 346 948,52	191 566,24	191 892,77	192 115,90	187 541,71	182 618,74	177 332,41	171 667,62
Охрана труда	тыс.тг.	713 339,85	58 225,32	58 324,57	58 392,39	57 002,09	55 505,79	53 899,04	52 177,27
Охрана объектов	тыс.тг.	1 065 002,30	64 471,54	66 083,33	67 735,41	69 428,80	71 164,51	72 943,63	74 767,22
Аренда	тыс.тг.	1 278 831,90	104 382,78	104 560,71	104 682,29	102 189,85	99 507,37	96 626,89	93 540,20
Расходы на экологию	тыс.тг.	2 154,44	175,85	176,15	176,36	172,16	167,64	162,79	157,59
Командировочные расходы	тыс.тг.	25 247,10	2 060,76	2 064,27	2 066,67	2 017,46	1 964,51	1 907,64	1 846,70
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	18 826 335,50	1 717 297,14	1 720 224,35	1 722 224,61	1 681 219,26	1 637 087,26	1 589 697,89	1 538 915,88
Затраты на персонал	тыс.тг.	1 792 733,91	163 529,27	163 808,01	163 998,48	160 093,76	155 891,30	151 378,65	146 542,95
Услуги по хранению	тыс.тг.	40 090,39	3 272,32	3 277,90	3 281,71	3 203,57	3 119,48	3 029,18	2 932,41
Потери нефти	тыс.тг.	262 623,33	22 455,51	22 856,31	22 933,67	22 632,31	22 233,68	21 543,00	20 650,02
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	138 322,57	0,00	21 748,35	22 292,06	22 849,36	23 420,59	48 012,21	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	272 536,13	9 059,13	9 285,61	9 517,75	19 511,38	19 999,17	20 499,15	21 011,63
ОРЭ ТО	тыс.тг.	77 458,50	0,00	18 653,39	19 119,73	19 597,72	20 087,66	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	2 067,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 067,08	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	33 645 947,62	2 898 337,62	2 932 540,36	2 932 750,73	2 891 413,10	2 834 826,20	2 746 868,73	2 632 812,43
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	2 285 614,02	185 188,03	202 705,94	211 552,77	206 515,79	201 094,75	195 273,59	189 035,68
Налог на имущество	тыс.тг.	63 232,28	3 951,67	7 445,66	7 088,99	6 831,47	6 660,16	6 100,05	5 185,21
Земельный налог	тыс.тг.	7 255,46	439,22	450,20	461,46	472,99	484,82	496,94	509,36
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	10 360,27	627,17	642,85	658,93	675,40	692,28	709,59	727,33
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 094 179,16	93 612,31	95 282,95	95 603,66	94 273,30	92 537,53	89 637,05	85 925,09
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	42,76	4,45	4,20	4,02	3,82	3,70	3,56	3,38
Итого производственных затрат	тыс.тг.	37 106 631,57	3 182 160,48	3 239 072,16	3 248 120,55	3 200 185,88	3 136 299,45	3 039 089,51	2 914 198,48
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	5 192 385,52	502 261,87	506 267,71	479 959,06	446 994,83	427 665,16	417 176,87	403 156,85
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	5 192 385,52	502 261,87	506 267,71	479 959,06	446 994,83	427 665,16	417 176,87	403 156,85
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 705 703,66	164 285,40	152 333,01	145 360,23	142 386,51	139 095,87	135 373,30	129 756,49
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	343 596,72	38 793,54	35 709,96	33 399,76	30 987,48	29 491,43	28 066,50	26 461,73
Страхование	тыс.тг.	281 568,60	22 982,62	23 021,80	23 048,57	22 499,79	21 909,17	21 274,96	20 595,34
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	332 238,80	10 349,06	28 983,38	29 325,40	29 327,51	28 914,13	28 348,26	27 468,69
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	373 578,91	51 689,18	28 983,38	29 325,40	29 327,51	28 914,13	28 348,26	27 468,69
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	374 720,64	40 470,99	35 634,50	30 261,10	30 244,23	29 867,01	29 335,32	27 762,04
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	6 898 089,18	666 547,27	658 600,72	625 319,29	589 381,35	566 761,03	552 550,17	532 913,34
Итого затраты	тыс.тг.	44 004 720,75	3 848 707,75	3 897 672,89	3 873 439,83	3 789 567,23	3 703 060,48	3 591 639,68	3 447 111,83
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг.	47 078 756,13	4 778 763,26	4 500 042,25	4 257 210,33	4 022 802,41	3 876 275,27	3 781 211,40	3 654 136,69
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	44 004 720,75	3 848 707,75	3 897 672,89	3 873 439,83	3 789 567,23	3 703 060,48	3 591 639,68	3 447 111,83
Операционный доход	тыс.тг.	3 074 035,38	930 055,51	602 369,36	383 770,50	233 235,18	173 214,79	189 571,72	207 024,87
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	657 430,36	53 825,50	54 664,09	56 701,78	58 648,49	62 532,99	59 479,24	56 055,15
Балансовая прибыль	тыс.тг.	2 416 605,02	876 230,01	547 705,27	327 068,72	174 586,69	110 681,80	130 092,48	150 969,72
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	751 465,56	90 118,44	85 252,51	81 649,64	79 140,40	77 582,72	65 937,11	56 041,32

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	2 322 569,82	839 937,07	517 116,86	302 120,86	154 094,79	95 632,07	123 634,61	150 983,55
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	2 419 553,56	839 937,07	517 116,86	302 120,86	154 094,79	95 632,07	123 634,61	150 983,55
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	465 426,10	167 987,41	103 423,37	60 424,17	30 818,96	19 126,41	24 726,92	30 196,71
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	1 951 178,92	708 242,60	444 281,90	266 644,55	143 767,74	91 555,39	105 365,56	120 773,01
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	1 951 178,92	708 242,60	444 281,90	266 644,55	143 767,74	91 555,39	105 365,56	120 773,01

Продолжение таблицы П.№4.2.4

Составляющие	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	11	12	13	14	15	16	17
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	534,68	495,95	447,46	405,40	371,79	338,49	309,80
Затраты на химреагенты	5 748,77	5 332,34	4 811,00	4 358,78	3 997,41	3 639,42	3 330,94
Затраты на материалы	45 855,98	42 534,31	38 375,69	34 768,54	31 886,01	29 030,45	26 569,80
Ремонт автодорог	2 776,86	2 760,03	2 563,81	2 446,67	2 322,07	2 189,71	2 049,29
Ремонт зданий и сооружений	391,10	388,73	361,09	344,60	327,05	308,41	288,63
Ремонт прочего оборудования	3 710,01	3 687,52	3 425,36	3 268,86	3 102,39	2 925,55	2 737,94
Ремонт скважин	16 228,25	15 795,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НИР	87 528,11	86 997,63	80 812,65	77 120,34	73 192,92	69 020,92	64 594,58
Геофизические работы	6 997,51	6 955,10	6 460,64	6 165,45	5 851,47	5 517,94	5 164,07
Маркшейдерские работы	8 317,83	8 267,42	7 679,66	7 328,77	6 955,55	6 559,08	6 138,45
Транспортные услуги	183 132,37	182 022,48	169 081,82	161 356,53	153 139,30	144 410,36	135 149,26
Техобслуживание и содержание ОС	170 784,04	169 748,99	157 680,89	150 476,51	142 813,35	134 672,99	126 036,35
Охрана труда	51 908,71	51 594,11	47 926,09	45 736,36	43 407,20	40 932,99	38 307,94
Охрана объектов	76 636,40	78 552,31	80 516,12	82 529,02	84 592,25	86 707,05	88 874,73
Аренда	93 058,74	92 494,75	85 918,95	81 993,34	77 817,76	73 382,15	68 676,12
Расходы на экологию	156,78	155,83	144,75	138,13	131,10	123,63	115,70
Командировочные расходы	1 837,19	1 826,06	1 696,24	1 618,74	1 536,30	1 448,73	1 355,83
Затраты на оплату труда ОПП	1 352 378,90	1 338 634,74	1 091 831,39	1 019 205,11	914 099,58	817 536,61	685 982,77
Затраты на персонал	128 780,00	127 471,22	103 969,42	97 053,60	87 044,94	77 849,75	65 322,57
Услуги по хранению	2 917,32	2 899,64	2 693,49	2 570,43	2 439,53	2 300,47	2 152,94
Потери нефти	19 004,29	18 861,12	16 205,52	15 247,22	13 963,90	12 723,71	11 313,09
Перевод на другой нефтяной горизонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	10 768,46	11 037,67	33 940,84	34 789,36	23 772,73	24 367,05	24 976,22
ОРЭ ТО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перфорация	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	2 429 073,55	2 415 829,65	2 079 614,61	1 957 508,91	1 795 633,67	1 641 763,65	1 456 974,43
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	166 719,80	165 046,46	135 193,78	126 299,51	113 510,51	101 727,96	85 749,44
Налог на имущество	4 407,66	3 746,78	3 185,05	2 707,58	2 301,73	1 956,75	1 663,49
Земельный налог	522,10	535,15	548,53	562,24	576,30	590,70	605,47
Прочие налоги и фонды	745,51	764,15	783,26	802,84	822,91	843,48	864,57
НДПИ на добычу нефти	78 993,28	78 387,80	67 304,66	63 250,63	57 925,42	52 876,10	48 569,37
НДПИ на добычу газа	2,99	2,73	2,40	2,14	1,95	1,78	1,63
Итого производственных затрат	2 680 464,90	2 664 312,71	2 286 632,29	2 151 133,85	1 970 772,49	1 799 760,42	1 594 428,39
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	369 929,83	343 133,29	309 584,79	280 485,17	257 231,16	234 194,75	214 344,19
Итого расходы по реализации	369 929,83	343 133,29	309 584,79	280 485,17	257 231,16	234 194,75	214 344,19
Общехозяйственные расходы	123 439,95	114 940,19	110 506,93	97 364,04	90 992,04	83 478,83	76 390,87
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	23 688,61	21 436,77	18 869,14	16 678,56	14 922,73	13 254,95	11 835,56
Страхование	20 489,34	20 365,16	18 917,33	18 053,00	17 133,63	16 157,02	15 120,86
Затраты на обучение персонала	26 328,12	24 290,74	24 158,30	20 796,15	19 575,09	17 956,34	16 417,64

Составляющие	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	11	12	13	14	15	16	17
Расходы на НИОКР	26 328,12	24 290,74	24 158,30	20 796,15	19 575,09	17 956,34	16 417,64
Выделение средств на социальные проекты	26 605,74	24 556,79	24 403,86	21 040,18	19 785,49	18 154,19	16 599,18
Итого не производственные затраты	493 369,78	458 073,48	420 091,71	377 849,21	348 223,20	317 673,58	290 735,06
Итого затраты	3 173 834,67	3 122 386,19	2 706 724,00	2 528 983,06	2 318 995,69	2 117 434,00	1 885 163,46
Доходы (убытки)							
Производственный доход	3 352 973,31	3 110 094,54	2 806 017,34	2 542 264,00	2 331 494,06	2 122 696,46	1 942 774,78
Расходы на реализованную продукцию	3 173 834,67	3 122 386,19	2 706 724,00	2 528 983,06	2 318 995,69	2 117 434,00	1 885 163,46
Операционный доход	179 138,63	-12 291,65	99 293,35	13 280,95	12 498,38	5 262,46	57 611,33
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	50 170,39	45 392,25	39 951,34	35 310,15	31 589,87	28 057,57	25 051,55
Балансовая прибыль	128 968,24	-57 683,90	59 342,00	-22 029,21	-19 091,49	-22 795,11	32 559,78
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	47 631,99	40 485,54	34 412,08	29 250,34	24 863,33	21 134,66	17 965,48
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	131 506,64	-52 777,19	64 881,26	-15 969,40	-12 364,95	-15 872,21	39 645,85
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	131 506,64	0,00	64 881,26	0,00	0,00	0,00	39 645,85
Корпоративный подоходный налог	26 301,33	0,00	2 420,81	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	102 666,91	-57 683,90	56 921,19	-22 029,21	-19 091,49	-22 795,11	32 559,78
Налог на сверхприбыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	102 666,91	-57 683,90	56 921,19	-22 029,21	-19 091,49	-22 795,11	32 559,78

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	47 078 756	4 778 763	4 500 042	4 257 210	4 022 802	3 876 275	3 781 211	3 654 137	3 352 973	3 110 095	2 806 017	2 542 264	2 331 494	2 122 696	1 942 775	1 833 631
Итого приток средств	тыс.тг.	47 078 756	4 778 763	4 500 042	4 257 210	4 022 802	3 876 275	3 781 211	3 654 137	3 352 973	3 110 095	2 806 017	2 542 264	2 331 494	2 122 696	1 942 775	1 833 631
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	44 004 721	3 848 708	3 897 673	3 873 440	3 789 567	3 703 060	3 591 640	3 447 112	3 173 835	3 122 386	2 706 724	2 528 983	2 318 996	2 117 434	1 885 163	2 023 979
прямые затраты	тыс.тг.	33 645 948	2 898 338	2 932 540	2 932 751	2 891 413	2 834 826	2 746 869	2 632 812	2 429 074	2 415 830	2 079 615	1 957 509	1 795 634	1 641 764	1 456 974	1 600 251
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 460 684	283 823	306 532	315 370	308 773	301 473	292 221	281 386	251 391	248 483	207 018	193 625	175 139	157 997	137 454	151 154
расходы периода	тыс.тг.	6 898 089	666 547	658 601	625 319	589 381	566 761	552 550	532 913	493 370	458 073	420 092	377 849	348 223	317 674	290 735	272 575
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	836 529	583 302	57 935	61 411	65 043	68 839	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	836 529	583 302	57 935	61 411	65 043	68 839	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	465 426	167 987	103 423	60 424	30 819	19 126	24 727	30 197	26 301	0	2 421	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	-111 533	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15 821	-16 960	-21 622	-24 707	-32 422	-16 585
Итого отток средств	тыс.тг.	45 195 143	4 599 997	4 059 031	3 995 275	3 885 430	3 791 025	3 616 367	3 477 309	3 200 136	3 122 386	2 693 323	2 512 024	2 297 373	2 092 727	1 852 741	2 007 394
Поток денежной наличности	тыс.тг.	1 883 613	178 766	441 011	261 935	137 373	85 250	164 845	176 828	152 837	-12 292	112 694	30 240	34 121	29 969,79	90 033,64	-173 762,74
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.																
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 308 500	178 766	397 845	213 168	100 854	56 461	98 491	95 310	74 316	-5 392	44 594	10 795	10 988	8 707	23 596	-41 083
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	1 178 304	178 766	383 488	198 061	90 325	48 742	81 957	76 448	57 457	-4 018	32 035	7 475	7 334	5 602	14 633	-24 558
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 057 141	178 766	367 509	181 900	79 498	41 112	66 247	59 219	42 654	-2 859	21 841	4 884	4 592	3 361	8 415	-13 534
Накопленный поток денежной наличности																	
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	1 883 613	178 766	619 778	881 713	1 019 086	1 104 336	1 269 180	1 446 009	1 598 846	1 586 554	1 699 248	1 729 489	1 763 609	1 793 579	1 883 613	1 709 850
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 308 500	178 766	576 611	789 780	890 634	947 095	1 045 586	1 140 896	1 215 212	1 209 820	1 254 414	1 265 209	1 276 198	1 284 904	1 308 500	1 267 418
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	1 178 304	178 766	562 254	760 315	850 640	899 382	981 339	1 057 787	1 115 244	1 111 226	1 143 260	1 150 735	1 158 069	1 163 671	1 178 304	1 153 746
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 057 141	178 766	546 276	728 175	807 673	848 785	915 033	974 252	1 016 906	1 014 048	1 035 889	1 040 773	1 045 365	1 048 726	1 057 141	1 043 607

Таблица П.13.2. – 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		
2027				1		1
2028				1		1
2029				1		
2030				1		1
2031				2		2
2032				2		2
2033						
2034				1		1
2035				3		3
2036				2	1	3
2037				2	1	3
2038				4		4
2039				2	1	3
Итого				23	3	24

Наименование стройки -
Шифр стройки

Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождений Уаз
495-113//150/2020АТ

Наименование объекта -
Шифр объекта

Демонтаж технологических оборудований и материалов.НГДУ "Кайнармунайгаз"
02-01

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 02-01-1

(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудований и материалов.м/р Уаз

(Наименование работ и затрат)

Основание:	Дефектная ведомость		
	Сметная стоимость	181468,347	тыс.тенге
	Средства на оплату труда	105486,450	тыс.тенге
	Нормативная трудоемкость	22,93	тыс.чел-ч

Составлен(а) в ценах 1-квартала 2026 года

Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						181 468 347
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			79 473 372
в том числе оплата труда рабочих			тенге			41 168 954
машины и механизмы			тенге			90 763 793
в том числе оплата труда машинистов			тенге			26 013 078
материалы, изделия и конструкции			тенге			3 439 730
перевозки			тенге			7 789 451
нормативная трудоемкость			чел.-ч	22 930		
Раздел 1. Демонтаж промышленного оборудования						20 921 919
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			12 350 823
в том числе оплата труда рабочих			тенге			6 916 813
машины и механизмы			тенге			6 234 194
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1 868 546
материалы, изделия и конструкции			тенге			936 613
перевозки			тенге			1 400 292
нормативная трудоемкость			чел.-ч	4 917		
1	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1,5 т (ЕП,ЕПП-12,5м³). Демонтаж оборудования	шт.	3	75 043	225 129
2	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2,5 т (Емкость 30 м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	172 998	172 998
3	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 5 т (Емкость 50 м³). Демонтаж оборудования	шт.	2	226 413	452 826

4	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2,5 т (Емкость 25 м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	172 998	172 998
5	1337-0102-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 9 т. (ГЗУ). Демонтаж оборудования	шт.	4	410 855	1 643 420
6	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1,5 т (Билборд). Демонтаж оборудования	шт.	1	75 043	75 043
7	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 5 т (РГС 50 м³). Демонтаж оборудования	шт.	2	226 413	452 826
8	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2 т (РГС 10 м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	144 697	144 697
9	1109-0303-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью до 1000 м³. Демонтаж рулонным методом	т конструкций	29	192 747	5 589 663
10	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 8 т (Емкость 100м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	296 236	296 236
11	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2 т (Емкость дрен. для отлива воды (помещ. слес. Уз). Демонтаж оборудования	шт.	1	144 697	144 697
12	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1,2 т (Емкость септик 3м³ (сталь.) скв.№65 Уз). Демонтаж оборудования	шт.	1	75 043	75 043
13	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1,2 т (Емкость дренажная ЕП 3 м³ скв.№71). Демонтаж оборудования	шт.	1	75 043	75 043
14	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2,5 т (Емкость 10 м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	172 998	172 998
15	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1,2 т (Канализационная емкость ЕП-3м³ №70,72,101,102,74). Демонтаж оборудования	шт.	5	75 043	375 215
16	1337-0102-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 8 т (Привод ПШГНТ-40-1,5-14). Демонтаж оборудования	шт.	1	410 855	410 855
17	1337-0102-0111 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 13 т (Станок-качалка). Демонтаж оборудования	шт.	18	502 330	9 041 940
18	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	360,9	1 430	516 087
19	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	360,9	1 430	516 087
20	411-103-0216 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	6 135,3	60	368 118
Раздел 2. Демонтаж трубопроводов						118 255 898
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			43 595 607
в том числе оплата труда рабочих			тенге			22 181 927
машины и механизмы			тенге			70 167 018

в том числе оплата труда машинистов			тенге			19 220 343
материалы, изделия и конструкции			тенге			2 438 006
перевозки			тенге			2 055 267
нормативная трудоемкость			чел.-ч	11 871		
Линия водовода Ду89мм, 0,18км						
21	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	201,6	619	124 790
22	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	201,6	96	19 354
23	1122-0103-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубы водопроводные стальные, диаметр 89 мм. Демонтаж	км трубопровода	0,18	1 471 698	264 906
24	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	2,16	1 613	3 484
25	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	2,16	1 613	3 484
26	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	36,72	117	4 296
Выкидные линии из ст.труб Ду89, 0,32+0,07+0,11+0,16+0,315+0,25+0,22+0,155+0,475+0,055+0,13+0,095+0,09+0,32+0,22+0,56+0,54+0,260+0,2=4,545км						
27	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	5 090,4	619	3 150 958
28	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	5 090,4	96	488 678
29	1125-0201-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром 89 мм. Резка труб	км трубопровода	4,545	1 669 228	7 586 641
30	1125-0207-0502 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	4,545	691 301	3 141 963
31	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	4,545	1 307 967	5 944 710
32	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	54,54	1 613	87 973
33	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	54,54	1 613	87 973
34	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	927,18	117	108 480
Выкидные линии из ст.труб 114мм, 0,32+0,3+0,315+0,27+0,63+0,4+0,71+0,35+0,08+0,06=3,435км						

35	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	3 847,2	619	2 381 417
36	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	3 847,2	96	369 331
37	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб	км трубопровода	3,435	1 814 382	6 232 402
38	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	3,435	728 222	2 501 443
39	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	3,435	1 307 967	4 492 867
40	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	54,96	1 613	88 650
41	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	54,96	1 613	88 650
42	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	934,32	117	109 315
Нагнетательная линия из ст.труб 114мм, 0,44+0,46+0,14=1,04км						
43	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	1 164,8	619	721 011
44	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	1 164,8	96	111 821
45	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 114 мм. Резка труб	км трубопровода	1,04	1 814 382	1 886 957
46	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 114 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	1,04	728 222	757 351
47	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	1,04	1 307 967	1 360 286
48	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	16,64	1 613	26 840
49	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	16,64	1 613	26 840
50	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	282,88	117	33 097
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм, 0,153+0,321+0,308+0,15+0,224+0,09+0,25+0,44+0,52+0,247+0,598+0,65+0,15+0,725+0,429+0,317+0,3+0,438+0,171+0,67+0,365+0,51+0,19+0,423=8,639км						

51	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	9 675,68	619	5 989 246
52	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	9 675,68	96	928 865
53	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж	км трубопровода	8,639	1 702 315	14 706 299
54	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	8,639	1 307 967	11 299 527
55	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические, СВТ. Погрузка	т	20,12887	1 613	32 468
56	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические СВТ. Разгрузка	т	20,12887	1 613	32 468
57	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	342,19079	117	40 036
Сточная линия из СВТ труб Ду150мм, 0,635км						
58	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	711,2	619	440 233
59	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	711,2	96	68 275
60	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 150 мм. Демонтаж	км трубопровода	0,635	1 702 315	1 080 970
61	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промысловые диаметром до 150 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	0,635	1 307 967	830 559
62	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические, СВТ. Погрузка	т	1,47955	1 613	2 387
63	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические СВТ. Разгрузка	т	1,47955	1 613	2 387
64	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	25,15235	117	2 943
Сточная линия ст.труб 159х7мм, 4,12км						
65	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	4 614,4	619	2 856 314
66	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	4 614,4	96	442 982

67	1122-0103-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубы водопроводные стальные, диаметр 159 мм. Демонтаж	км трубопровода	4,12	2 357 068	9 711 120
68	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	151,41	1 613	244 224
69	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	151,41	1 613	244 224
70	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	2 573,97	117	301 154
Нефтеcборный коллектор из ст.труб 159х7, 0,52км						
71	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	582,4	619	360 506
72	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	582,4	96	55 910
73	1125-0201-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 159 мм. Резка труб	км трубопровода	0,52	2 242 520	1 166 110
74	1125-0207-0505 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 159 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,52	768 651	399 699
75	1125-0208-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промысловые диаметром 159 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	0,52	1 771 582	921 223
76	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	19,11	1 613	30 824
77	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	19,11	1 613	30 824
78	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	324,87	117	38 010
Выкидные линии из ст.труб Ду73мм, 0,22+0,18+0,58+0,41+0,55+0,32+0,75=3,01км						
79	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	3 371,2	619	2 086 773
80	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	3 371,2	96	323 635
81	1125-0201-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 75 мм. Резка труб	км трубопровода	3,01	1 669 228	5 024 376
82	1125-0207-0502 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Трубопровод диаметром 75 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	3,01	691 301	2 080 816
83	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	3,01	1 307 967	3 936 981

84	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	27,692	1 613	44 667
85	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	27,692	1 613	44 667
86	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	470,764	117	55 079
Линия коллектора d 114x7 от ГЗУ №5, №1 до блока гребен, 0,52+0,008=0,528км						
87	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	591,36	619	366 052
88	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	591,36	96	56 771
89	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 114 мм. Резка труб	км трубопровода	0,528	1 814 382	957 994
90	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 114 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,528	728 222	384 501
91	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	8,448	1 613	13 627
92	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	8,448	1 613	13 627
93	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	143,616	117	16 803
Выкидная линия из СВТ труб Ду150мм, 0,155км						
94	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	173,6	619	107 458
95	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	173,6	96	16 666
96	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 150 мм. Демонтаж	км трубопровода	0,155	1 702 315	263 859
97	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промысловые диаметром до 150 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	0,155	1 307 967	202 735
98	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические, СВТ. Погрузка	т	0,36115	1 613	583
99	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические СВТ. Разгрузка	т	0,36115	1 613	583
100	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	6,13955	117	718
Линия водопровод от гребенки до ВРП-1 м/р Уаз Ду114, 0,7км						

101	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	784	619	485 296
102	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	784	96	75 264
103	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 114 мм. Резка труб	км трубопровода	0,7	1 814 382	1 270 067
104	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 114 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,7	728 222	509 755
105	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	11,2	1 613	18 066
106	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	11,2	1 613	18 066
107	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	190,4	117	22 277
Нагнетательные линии от ВРП -2 до скв.№63 из ст.труб Ду114, 0,59км						
108	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	660,8	619	409 035
109	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	660,8	96	63 437
110	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром до 100 мм. Резка труб	км трубопровода	0,59	1 814 382	1 070 485
111	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,59	728 222	429 651
112	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	0,59	1 307 967	771 701
113	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	9,44	1 613	15 227
114	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	9,44	1 613	15 227
115	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	160,48	117	18 776
Линия напорный водовод от СП Уз-ВРП-1 из ст.труб Ду159, 0,45км						
116	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	504	619	311 976

117	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	504	96	48 384
118	1125-0201-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 159 мм. Резка труб	км трубопровода	0,45	2 242 520	1 009 134
119	1125-0207-0505 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 159 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,45	768 651	345 893
120	1125-0208-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром 159 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	0,45	1 771 582	797 212
121	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	16,5375	1 613	26 675
122	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	16,5375	1 613	26 675
123	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	281,1375	117	32 893
Раздел 3. ЭЛЕКТРИКА						27 738 127
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			13 376 491
в том числе оплата труда рабочих			тенге			6 818 893
машины и механизмы			тенге			10 864 733
в том числе оплата труда машинистов			тенге			3 746 108
материалы, изделия и конструкции			тенге			10 041
перевозки			тенге			3 487 338
нормативная трудоемкость			чел.-ч	4 052		
124	1217-0101-0601 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кзтр и Кэм=1,06	Кабельные линии КЛ. Демонтаж	м	1 304	489	637 656
125	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	1 043,2	619	645 741
126	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	1 043,2	96	100 147
127	1308-0103-3401 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 Изм. и доп. вып. 47	ЯКНО 6-10 кВ, на ток до 3200 А. Демонтаж оборудования	шт.	2	180 998	361 996
128	1308-0103-3401 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 Изм. и доп. вып. 47	КРУН 6-10 кВ, на ток до 3200 А. Демонтаж оборудования	шт.	1	180 998	180 998
129	1133-0209-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	596	12 204	7 273 584
130	1133-0209-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 0,4 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	150	12 349	1 852 350

131	1133-0209-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 6-10 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	446	18 034	8 043 164
132	1308-0101-2501 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВХА. Демонтаж оборудования	подстанция	35	108 704	3 804 640
133	1133-0303-0304 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры освещения стальные массой до 3,5 т. Демонтаж -/Электроосвещение и молниезащита скв.№72,101,102,74 Уаз/	опора	8	21 917	175 336
134	1217-0101-0705 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кзтр и Кэм=1,06	Светильники для люминесцентных ламп. Демонтаж	шт.	4	963	3 852
135	1133-0108-0120 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Демонтаж стальных отдельностоящих молниеотводов со шпилем	т	4,8	244 026	1 171 325
136	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	8,2	1 430	11 726
137	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	8,2	1 430	11 726
138	414-101-0701 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	700,3	1 467	1 027 340
139	414-101-0702 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	700,3	1 467	1 027 340
140	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трюбовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	12 044,5	117	1 409 206
Раздел 4. Демонтаж зданий и сооружений						14 552 403
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			10 150 451
в том числе оплата труда рабочих			тенге			5 251 321
машины и механизмы			тенге			3 497 848
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1 178 081
материалы, изделия и конструкции			тенге			55 070
перевозки			тенге			846 554
нормативная трудоемкость			чел.-ч	2 090		
141	1147-0303-0109 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,3	Демонтаж оград металлических по железобетонным столбам без цоколя из сетчатых панелей высотой до до 2,2 м	м оград	2 479	4 217	10 453 943
142	1109-0104-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Навес стеллаж (склад) УДНГ Уаз. Демонтаж	м²	42	5 681	238 602
143	1109-0507-0104 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Флагшток. Демонтаж	т	0,08	233 479	18 678
144	1146-0401-0601 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Беседка. Разборка с вывозкой	шт	1	149 459	149 459
145	1109-0103-0201 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Площадки. Разборка (демонтаж) металлических конструкций постаментов	т конструкций	2	340 864	681 728

146	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Помещение слесарное на базе культбутки (Уаз)/. Демонтаж	т	3	69 341	208 023
147	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. /Вагон мобильный (типа Кедр-4К на 2 чел. (СП УАЗ)/ Демонтаж	т	7,2	69 341	499 255
148	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Вагон мобильный (админ.здание Уаз)/	т блок-боксов	3	69 341	208 023
149	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Вагон-будка/	т блок-боксов	3	69 341	208 023
150	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /ДЭС/	т блок-боксов	4	69 341	277 364
151	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Вагон мобильный операторная УАЗ/. Демонтаж	т	3	69 341	208 023
152	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Вагон мобильный №1 УАЗ (стеллаж)/. Демонтаж	т	3	69 341	208 023
153	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08	Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Здание из металлоконстр. насос.НБ-50/. Демонтаж	т	5	69 341	346 705
154	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	174,583	1 430	249 654
155	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	174,583	1 430	249 654
156	412-501-0316 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 15 до 20 км	т·км	2 967,911	117	347 246