

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №2401522

УТВЕРЖДАЮ:



Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбамунайгаз»

ТАСЕМЕНОВ Е.Т.

2026

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С.БАЛГИМБАЕВ

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель
директора филиала по геологии
и разработке



МАРДАНОВ А.С.

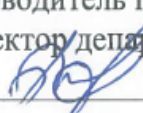
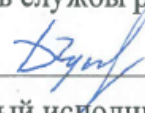
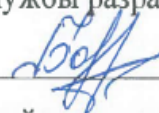
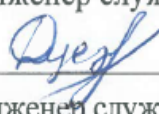
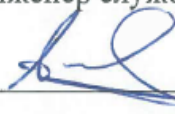
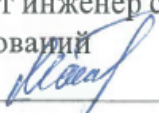
ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С.

г. Атырау, 2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С.БАЛГИМБАЕВ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке 	Башев А.А.	(общее руководство)
Руководитель службы разработки месторождений ЭМГ 	Гуковский Д.А.	(главы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 13, разделы 7.1, 7.7)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер службы разработки месторождений ЭМГ 	Багитов Е.С.	(главы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 13, разделы 7.1, 7.7)
Ответственный исполнитель по геологии, Старший инженер службы геологического моделирования 	Дүйсен Э.Д.	(главы 4, раздел 10.3)
Ведущий инженер службы геофизики и петрофизики 	Джумагалиева А.К.	(разделы 4.2, 4.6)
Старший инженер службы геологии и геологоразведки 	Ермеков Э.В.	(раздел 4.5)
Старший инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин 	Амангалиев А.К.	(раздел 7.4)
Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции 	Сейсенбаев А.Д.	(разделы 7.2, 7.3, 7.6)
Инженер служба техники и технологии добычи нефти и газа 	Байменов С.Е.	(раздел 7.2)
Эксперт инженер службы бюджетирования и экономических исследований 	Матжанова М.Д.	(главы 11, 13)
Старший инженер службы экологии 	Асланқызы Г.	(глава 12)
Ответственный за Документ-контроль: 		Гуковский Д.А.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
	РЕФЕРАТ	14
	ВВЕДЕНИЕ	15
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	19
2.	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1	Характеристика геологического строения	21
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	40
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	54
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	68
2.5	Запасы нефти и газа	71
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	78
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	78
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	88
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	88
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	115
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	122
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	125
3.3.1	<i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	125
3.3.2	<i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i>	126
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	127
3.4.1	<i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов</i>	127
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	130
3.4.3	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	133
3.4.4	<i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	133
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	137
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	143
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	143
4.2	Экономические показатели вариантов разработки	150
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	156
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	161
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	163

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	163
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	175
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	182
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	190
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента	194
6.6	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	203
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	204
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	204
7.2	Требования к параметрам бурового раствора	213
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	215
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	220
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	227
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	236
12.	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	237
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	244
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	245

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Виды и объемы ГИС в закрытом в стволе	42
2.	2.2.2	Характеристика толщин горизонта	43
3.	2.2.3	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта	45
4.	2.2.4	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	46
5.	2.2.5	Статистические ряды распределения проницаемости горизонта	53
6.	2.3.1	Свойства нефти в пластовых условиях	58
7.	2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	61
8.	2.3.3	Компонентный состав растворенного газа	64
9.	2.3.4	Сравнение характеристик, содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонтов	66
10.	2.4.1	Виды проведенных специальных исследований (скважина №301)	68
11.	2.4.2	Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скважина №301)	68
12.	2.4.3	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	69
13.	2.4.4	Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта (горизонт Ю-II)	69
14.	2.5.1	Величина подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа	72
15.	2.5.2	Величина подсчетных параметров и запасов свободного газа	77
16.	3.1.1	Распределение проведенных гидродинамических исследований по объектам за период 2024-2026гг	79
17.	3.1.2	Распределение проведенных гидродинамических исследований по объектам за весь период разработки	79
18.	3.1.3	Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов (МУО) скважины №232	81
19.	3.1.4	Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов (МУО) скважины №239	82
20.	3.1.5	Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам	83
21.	3.1.6	Количество проведенных замеров уровней по объектам за 2024-2026гг	84
22.	3.1.7	Распределение начального и текущего пластового давления по объектам разработки	84
23.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2026г	90
24.	3.2.2	Основные показатели закачки по объектам разработки на дату отчета	94
25.	3.2.3	Распределение нагнетательных скважин I объекта по приемистости	95
26.	3.2.4	Распределение нагнетательных скважин II объекта по приемистости	95

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
27.	3.2.5	Динамика основных технологических показателей разработки I объекта	102
28.	3.2.6	Динамика основных технологических показателей разработки II объекта	103
29.	3.2.7	Динамика основных технологических показателей разработки III объекта	104
30.	3.2.8	Динамика основных технологических показателей разработки по месторождения в целом	105
31.	3.2.9	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	111
32.	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	112
33.	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	113
34.	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения в целом	114
35.	3.2.13	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам	117
36.	3.4.1	Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	129
37.	3.4.2	Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту	130
38.	3.4.3	График бурения скважин по 1 варианту разработки	130
39.	3.4.4	Программа проведения ГТМ согласно 2 варианту	131
40.	3.4.5	Основные характеристики расчетных вариантов разработки	131
41.	3.5.1	Маркетинговые показатели	138
42.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат	139
43.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	140
44.	3.5.4	Ставки налога на добычу	141
45.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	141
46.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	141
47.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	144
48.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	144
49.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	145
50.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)	145
51.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	146
52.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)	146
53.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	147
54.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)	147

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
55.	4.1.9	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения	148
56.	4.1.10	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	149
57.	4.2.1	Капитальные вложения, 2 вариант	151
58.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 2 вариант	151
59.	4.2.3	Производственный доход, 2 вариант	152
60.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	152
61.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант	155
62.	4.3.1	Коэффициенты нефтеизвлечения по расчетным вариантам разработки	160
63.	5.3.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом	161
64.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по месторождению С. Балгимбаев	164
65.	6.2.1	Результаты обработок призабойной зоны скважин горячей нефтью	177
66.	6.2.2	Результаты проведенных работ по ограничению водопритока	179
67.	6.2.3	Результаты промывки песчаных пробок нефтяных скважин	180
68.	6.2.4	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	181
69.	6.3.1	Система распределения фонда добывающих скважин по ГЗУ	182
70.	6.4.1	Потребление товарного газа на собственные технологические нужды	190
71.	6.4.2	Баланс газа месторождения С.Балгимбаев 1-вариант	192
72.	6.4.3	Баланс газа месторождения С.Балгимбаев 2-вариант	193
73.	6.5.1	Характеристика нагнетательных линий	197
74.	6.5.2	Техническая характеристика насоса ЦНС-180/425	198
75.	6.5.3	Техническая характеристика насоса ГНК 8-4000-500	198
76.	6.5.4	Проницаемость пористой среды коллектора	199
77.	6.5.5	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	199
78.	6.5.6	Физико-химические свойства пластовой воды	202
79.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин.	205
80.	7.1.2	Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважины №256	206
81.	7.1.3	Расчет продолжительности бурения вертикальных скважин глубиной 940м	209
82.	7.1.4	Расчет продолжительности бурения горизонтальной скважины № 256 глубиной 710,6/1256м (по вертикали/по стволу)	209
83.	7.1.5	Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин	211
84.	7.1.6	Рекомендуемые параметры бурового раствора для горизонтальных скважин	211
85.	8.1.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 2	216

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
86.	8.1.2	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 2	217
87.	8.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 2	218
88.	8.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2	219
89.	9.1.1	Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований	223
90.	9.1.2	Комплекс исследований для контроля процесса разработки	226
91.	10.2.1	Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2025г	228
92.	11.1.1	Запасы нефти и газа	236
93.	12.1	Ликвидация скважин на конец контрактного периода по рекомендуемому варианту	238
94.	12.2	Объекты и оборудования подлежащие ликвидации (рекомендуемый вариант)	238
95.	12.3	Масса рекультивируемой земли	241
96.	12.4	Сводный экономический расчет по полной ликвидации месторождения	242
97.	12.5	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению	243

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Обзорная карта	20
2	2.1.1	Тектоническая схема района работ (из отчета «Пересчет запасов нефти и газа месторождения С.Балгимбаев», 2005г)	27
3	2.1.2	Структурная карта по VI ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»	29
4	2.1.3	Структурная карта по V ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»	30
5	2.1.4	Структурная карта по III ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»	31
6	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания	57
7	2.3.2	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	57
8	2.3.3	Зависимость плотности в пл. усл. от газосодержания	57
	2.3.4	Зависимость плотности в пл. усл. от вязкости в пл. усл.	57
9	2.4.1	Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. 301)	69
10	3.1.1	Индикаторная диаграмма по скважине №232	81
11	3.1.2	Индикаторная диаграмма по скважине №239	82
12	3.1.3	Динамика изменения пластового давления по I объекту	85
13	3.1.4	Динамика изменения пластового давления по II объекту	86
14	3.1.5	Динамика изменения пластового давления по III объекту	87
15	3.2.1	Характеристика фонда скважин	89
	3.2.2	Динамика распределения действующего фонда скважин I объекта по дебитам нефти	91
	3.2.3	Динамика распределения действующего фонда скважин II объекта по дебитам нефти	92
	3.2.4	Динамика распределения действующего фонда скважин III объекта по дебитам нефти	93
	3.2.5	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки на 01.01.2026г	96
	3.2.6	График разработки I объекта	97
23	3.2.7	График разработки II объекта	99
24	3.2.8	График разработки III объекта	100
25	3.2.9	График разработки месторождения в целом	101
26	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту	107
27	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту	108
28	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по III объекту	109

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
30	3.2.13	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом	110
31	3.2.14	Распределение утвержденных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам	115
32	3.2.15	Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам	116
33	3.2.16	Распределение утвержденных и текущих значений КИН	116
34	3.2.17	Характеристики вытеснения по I объекту	119
34	3.2.18	Характеристики вытеснения по II объекту	120
35	3.2.19	Характеристики вытеснения по III объекту	120
42	6.1.1	Согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	166
43	6.1.2	Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	166
44	6.1.3	Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	167
45	6.1.4	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	170
46	6.3.1	Схема относительного расположения добывающих скважин месторождения С.Балгимбаев	186
49	6.3.2	Существующая принципиальная схема ЦПСиПн С.Балгимбаев	189
50	6.5.1	Схема системы ППД месторождения С.Балгимбаев	196
51	6.3.4	Существующая принципиальная схема ЦПСиПн С.Балгимбаев	207

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	249
2.	2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	251
3.	2.3.3	Компонентный состав растворенного газа	255
4.	2.3.4	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Балгимбаев	256
5.	4.1.1	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1	268
6.	4.1.2	Характеристика технологических показателей по месторождению в целом. Вариант 1	268
7.	4.1.3	Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 1	268
8.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1	269
9.	4.1.5	Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 1	269
10.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1	269
11.	4.1.7	Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 1	270
12.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1	270
13.	4.2.1	Капитальные вложения, 1 вариант	271
14.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 1 вариант	271
15.	4.2.3	Производственный доход, 1 вариант	271
16.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант	272
17.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант	273
18.	12.1.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Балгимбаев	274
19.	12.2.1	График ликвидации скважин в период разработки	293

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№№ прил	Наименование приложения	Масштаб
1	2	3	4
1	1	Структурная карта по III отражающему горизонту	1:25 000
2	2	Структурная карта по V отражающему горизонту	1:25 000
3	3	Структурная карта по VI отражающему горизонту	1:25 000
4	4	Месторождение Балгимбаев. Временной разрез Xline 5779	гор. 1:20000 вер. 1:20 мс
5	5	Месторождение Балгимбаев. Временной разрез Xline 5797	гор. 1:20000 вер. 1:20мс
6	6	Схема обоснования ВНК Северное крыло	1:1 000
7	7	Схема обоснования ВНК Южное крыло северо-восточное поле	1:500
8	8	Схема обоснования ВНК Южное крыло южное поле	1:500
9	9	Геолого-литологический профиль по линии I-I'	гор. 1:10000 вер. 1:1000
10	10	Геолого-литологический профиль по линии II-II'	гор. 1:10000 вер. 1:1000
11	11	Геолого-литологический профиль по линии III-III'	гор. 1:10000 вер. 1:1000
12	12	Структурная карта по кровле коллектора аптского горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
13	13	Структурная карта по кровле апт-неокомского горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
14	14	Структурная карта по кровле I неокомского горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
15	15	Структурная карта по кровле II неокомского горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
16	16	Структурная карта по кровле III неокомского горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
17	17	Структурная карта по кровле промежуточного горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
18	18	Структурная карта по кровле Ю-I горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
19	19	Структурная карта по кровле Ю-II горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
20	20	Структурная карта по кровле Ю-III горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
21	21	Структурная карта по кровле Ю-IV горизонта Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1:10000
22	22	Фонд скважин	1:10000
23	23	Карта текущих и суммарных отборов. Объект I, II и III	1:10000
24	24	Карта изобар. Объект I, II и III	1:10000
25	25	Карта расположения пробуренных и проектных скважин. Объект I, II	1:10000
26	26	Карта расположения пробуренных и проектных скважин. Объект III	1:10000

РЕФЕРАТ

Работа содержит 330 страниц, в т.ч. 92 таблицы, 54 рисунка, 32 табличных приложения, 20 графических приложений.

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

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

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

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

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

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

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

1. ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Салтанат Балгимбаев (далее С.Балгимбаев) является АО «Эмбамунайгаз», имеющее Государственную Лицензию серии МГ (нефть) №279 от 01.12.1995г на право пользования недрами РК для добычи углеводородного сырья (УВС) на нефтяном месторождении С.Балгимбаев в Атырауской области, на основании Контракта №211 с Компетентным органом на проведение разведки и добычи УВС от 13.08.1998г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

Горный отвод предоставлен Акционерному Обществу «ЭмбаМунайГаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении С.Балгимбаев (Мартыши) в пределах блоков XXVI-9-Р (частично), XXVI-10-D (частично) на основании решения Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан письмо № 08-03/10090 от 27.06.2016 года. Контур-1 (Северное крыло) глубина горного отвода - минус 1197,7м, площадью- 2,05км². Контур-2 (Южное крыло) глубина горного отвода до подошвы юрских отложений, площадью- 14,15км².

Месторождение С. Балгимбаев (ранее Мартыши) введено в промышленную разработку в 1962г.

В 1966 году ЦНИЛ объединения «Казахстаннефть» по результатам бурения 33 скважин впервые произведен подсчет запасов нефти и газа по месторождению Мартыши (Балгимбаев).

В 1968 г. ЦНИЛ объединения «Казахстаннефть» составлена «Технологическая схема разработки месторождения Мартыши».

В 1974 г. ЦНИЛ объединения «Эмбанефть» выполнил «Комплексный проект разработки месторождения Мартыши».

В 1987 г. ЦНИЛ объединения «Эмбанефть» выполнил «Уточненный проект разработки месторождения Мартыши». К реализации принят II вариант с дополнительным бурением 27 скважин.

В 1992 г. ЦНИЛ объединения «Эмбанефть» выполнил «Уточнение геологического строения месторождения Мартыши» по результатам бурения 149 скважин.

В 1996 г. ЦНИЛ объединения «Эмбанефть» выполнил «Уточнение геологического строения месторождения Ю.Мартыши».

В 2005г институтом АО НИПИ «Каспиймунайгаз» был выполнен подсчет запасов нефти и растворённого газа месторождения С.Балгимбаев и утвержден в ГКЗ (Протокол № 484-06-У от 17.02.2006г).

В 2005г институтом АО «НИПИнефтегаз» выполнен «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев», и утвержден в ЦКРР РК (Протокол №40 от 17.11.2006г.).

В 2013г ТОО «ОйлГеоКонсалтинг» выполнен «Проект доразведки месторождения С.Балгимбаев».

В 2014г ТОО «КазНИГРИ» выполнен «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов УВ месторождения С.Балгимбаев» по состоянию изученности на 02.01.2014г. Утвержденные запасы нефти по категориям А+С₁ в целом по месторождению составили 31775 тыс. т геологических, 16672 тыс. т извлекаемых. По категории С₂ запасы нефти составили 537/251 тыс. т, соответственно. По категориям А+С₁ запасы растворенного газа в нефти составили 704/371 млн. м³, по категории С₂ - 12/5,7 млн. м³. В том числе, вне контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» запасы нефти составили по категории С₁ геологические – 154 тыс. т, извлекаемые – 101 тыс. т; растворенного в нефти газа геологические – 4,3 млн. м³, извлекаемых – 2,6 млн. м³. Начальные геологические запасы газа газовой шапки составили 9,0 млн. м³ по категории С₁ (Протокол ГКЗ РК №1476-14-У от 31.10.2014г).

В 2015 был выполнен «Уточнённый проект разработки месторождения С.Балгимбаев», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» в 2015г с выделением трех объектов разработки и утвержденный Комитетом геологии и недропользования РК (письмо №27-5-354-И от 18.02.2016г) на основании рекомендаций ЦКРР (протокол №67/13 от 22.01.2016г)

- **I объект разработки** – аптский, апт-неокомский, I-неокомский горизонты Южного крыла;
- **II объект разработки** – промежуточный, II-неокомский Южного крыла;
- **III объект разработки** – среднеюрские горизонты Северного крыла.

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения С.Балгимбаев», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо от 29.08.2017г №27-5-1729-И) на основании Протокола ЦКРР №87/27 от 28.07.2017г.

В 2019г был выполнен и утвержден ЦКРР «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев», и (протокол №12/1 от 01.08.2019г). С целью апробирования технологии горизонтального бурения в условиях данного месторождения в «Анализе разработки...» 2019г на I объекте была заложена горизонтальная скважина.

В 2020г был выполнен «Анализ разработки месторождения...» (АР-2020г), составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и получивший положительное заключение Государственной экспертизы базовых проектных документов

и анализов разработки (Протокол ЦКРР №4/6 от 24.09.2020г). В рамках АР-2020г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2020-2022гг.

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №17/1 от 16.09.2021г). 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 С.Балгимбаев» 2020г.

В 2022г был утвержден «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа в нефти месторождения С.Балгимбаев Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г». В целом по месторождению подсчитанные извлекаемые запасы нефти промышленной категории А+С₁ увеличились на 1768 тыс.т (+10,6%) и составили 18440 тыс.т. (Протокол ГКЗ РК №2447-22-У от 18.08.2022г).

В 2022г был выполнен «Проект разработки месторождения С.Балгимбаев», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержденный ЦКРР РК (Протокол №32/3 от 06.10.2022г). В рамках действующего проектного документа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2022-2024гг. На основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения.

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №56/1 от 24.10.2024г). В рамках АР-2024г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2025-2026гг.

На основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения.

Основные проектные решения:

- Проектный уровень добычи нефти – 158,5 тыс.т;
- Проектный уровень добычи жидкости – 1542,7 тыс.т;
- Проектный уровень закачки воды – 1096,6 тыс.м³;
- Проектный добывающий фонд скважин – 135 скважин;
- Проектный нагнетательный фонд – 17 ед.;
- Проектный КИН – 0,580 доли ед.;
- Накопленная добыча нефти к концу разработки – 18 707,4 тыс.т.

Настоящий отчет составлен по состоянию на 01.01.2026г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №495-113/150/2020АТ от 14.08.2020г 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) «Методические рекомендации по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений». Целью составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...» является расчет технологических потерь при добыче углеводородов, а также расчет ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии с новым нормативно-техническим документом — методикой расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденной Министерством энергетики Республики Казахстан от 17 января 2025 года.

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Нефтяное месторождение С.Балгимбаев расположено в приморской зоне междуречья Урал-Волга.

По административному делению С.Балгимбаев относится к Исатайскому району, Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются районный центр пос. Аккистау, Новобогатинск, Жанбай, расположенные соответственно к северу и северо-востоку на расстояниях 22, 41 и 30 км.

Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 76 км. к востоку от месторождения.

Связь с областным центром и ближайшими населенными пунктами осуществляется по железной дороге Атырау–Астрахань и асфальтированной дороге.

Месторождение С.Балгимбаев находится в благоприятных экономических условиях. Оно расположено на западе Прикаспийской нефтеносной провинции в прибрежной зоне Северного Каспия вблизи таких месторождений как Камышитовый Юго-Восточный, Камышитовый Юго-Западный, Жанаталап, Гран, и др.

Технической водой месторождение С. Балгимбаев снабжается из речки Баксай и выявленных водоносных горизонтов, обладающих достаточным гидропотенциалом. По качеству вода пригодна для технических нужд. Снабжение питьевой водой будет осуществляться из реки Урал по трубопроводу.

В геоморфологическом отношении рассматриваемая площадь представляет собой равнину с абсолютными отметками минус 20 м. на севере и минус 30 м. на юге.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и малоснежной, холодной зимой. Растительный покров беден, характерный для зоны полупустынь.

Уровень грунтовых вод находится на глубине 1,5 – 2,0 м, воды слабоминерализованные, приуроченные, в основном, к песчаным барханистым участкам. Рек на площади не имеется. К северо-востоку от месторождения протекает речка Баксай, являющаяся одним из рукавов реки Урал. Проточная вода в ней бывает только в период половодья, а летом вода в нее закачивается из реки Урал водонасосной станцией.

Линия берега моря расположена к югу от месторождения на расстоянии 12 – 15 км.

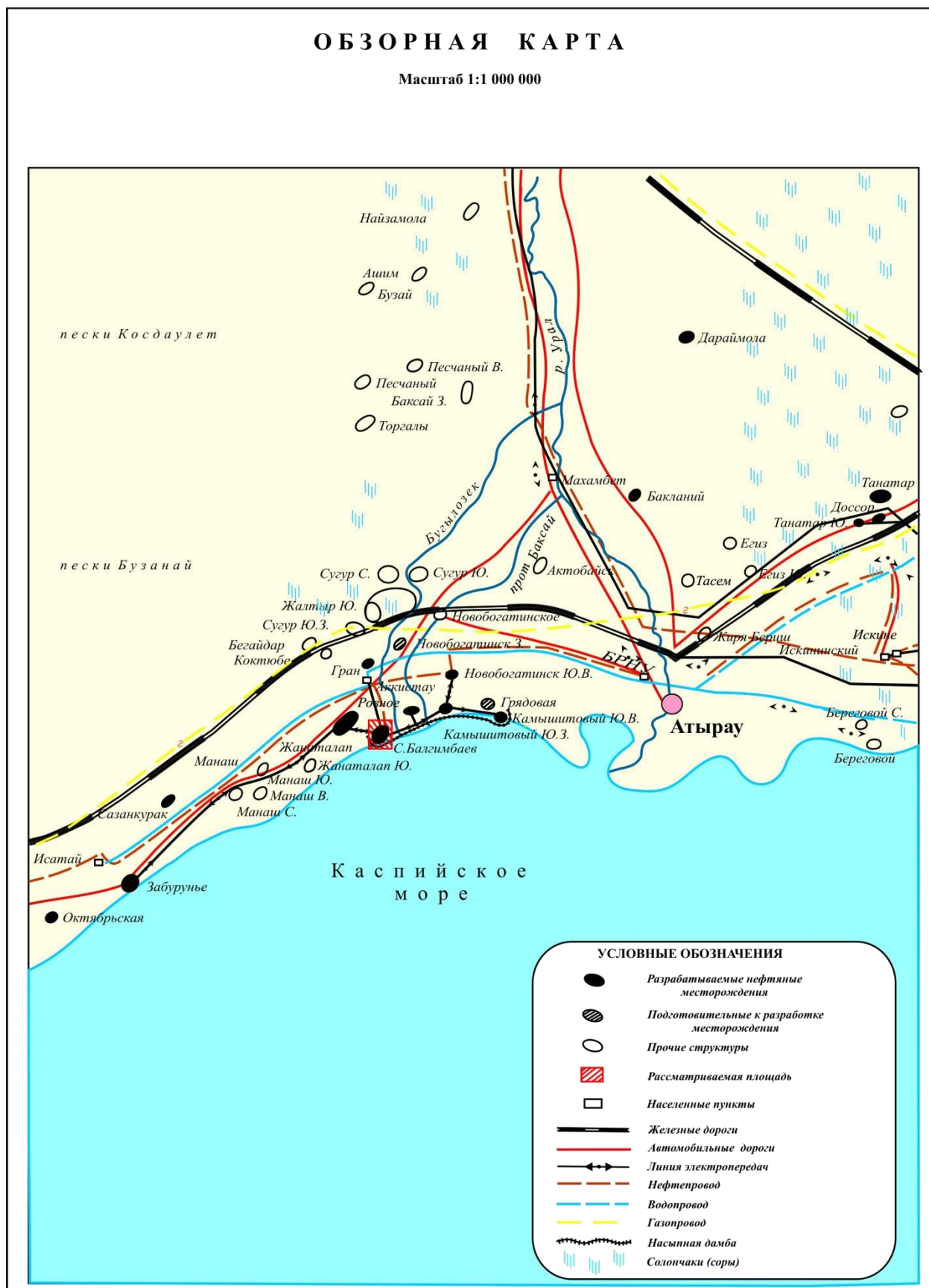


Рис. 1.1 - Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении С.Балгимбаев (Мартыши) пробуренными скважинами вскрыты отложения от кунгурского возраста до четвертичных включительно.

Пермская система - Р

Нижний отдел - Р₁

Кунгурский ярус - Р₁ к

Отложения кунгурского яруса представлены кристаллической солью и гипсом, переслаивающихся с терригенными породами: песками и глинами, местами содержащих гальку. Максимальная вскрытая толщина соли в скважине №13 составляет 96м.

Над солью залегает кепрок, сложенный гипсом и вскрытый 4-мя разведочными скважинами: №№1, 2, 13, 17 с толщиной, не превышающей 20 метров.

Триасовая система - Т

Отложения триаса вскрыты разведочными скважинами №№1, 2, 3, 4, 13, 17.

Разрез изучен слабо, представлен чередованием песчаников и глин с прослоями песков, мелкогалечниковых конгломератов и гипсов.

Вскрытая толщина триасовых отложений колеблется в пределах 134 – 515м.

Среднетриасовый отдел – Т₂

Керн отбирался в скважинах 300, 301 и 302. В скважине 300 керн представлен начиная с глубины 1075 м песчаниками кварцевыми глинистыми, серыми, массивными, тонкозернистыми (алевроитовые, до аргиллитовых частиц), крепкими и очень крепкими, низкопористыми, прочно сцементированными на глинистом цементе, без признаков УВ. Далее на глубинах 1089-1100, 1170-1175 м керн представлен аргиллитами зеленовато-серыми, темно-бурыми, однородными, массивными, комковатыми, плотными, очень крепкими. На глубине 1122-1123 м (вынос 1 м) в керне ангидриты серого цвета, оскольчатые, угловатые, плотные, очень крепкие.

Керна в скважине 301 представлен алевролитами глинистыми, серо-светло-коричневыми, мелко-среднезернистыми, полимиктовыми, некарбонатными, слюдистыми, крепко сцементированными, горизонтальной, полого-волнистой текстуры обусловленной чередованием алевролитов серовато-коричневых, с алевролитами светло-коричневыми, мелкозернистыми. Видны участки с текстурой взмучивания, оползания, сдвиговой деформацией слоев. Также в породе прослеживаются стилолитовые швы. Встречены участки глины со слоистостью, интенсивно перемятой в складки. Цемент глинистый. В

породе наблюдаются обугленные растительные остатки. Глина (1081-1114 м) светло-коричневая, темно-коричневая, коричневая, тонкоплитчатая, средней крепости, с глубины 1102 м зеленая, карбонатная, слоистая, с текстурой взмучивания в верхней части, плотная. В породе присутствуют мелкие чешуйки слюды и мелкие обломки углефицированных растительных остатков.

Далее глины переходят (1116 м) в известняк с чередованием глины. Известняк серый, плотный, массивный. В породе наблюдаются рассеянные обугленные растительные остатки в виде тонких слоев. Неравномерно, участками в виде слоев расположен ракушечный детрит.

Верхняя часть керн со скважины 302 представлены мергелями зеленого цвета, крепкими, известняками глинистыми и глинами зелеными, известковыми. Известняки серые, кавернозно-поровые, органогенно-обломочные. Видны каверны выщелачивания, инкрустированные по краям с внутренней стороны крупными кристаллами прозрачного кальцита. Некоторые поры и каверны частично выполнены глинисто-карбонатным составом цемента. Глины карбонатные, зеленого цвета, слоистые, с трещинками по наслоению. Начиная с глубины 1107,75 м керн представлен алевролитами красноцветными, кварцево-полевошпатовыми, на карбонатном цементе с переходом в алевролит зеленого цвета, с редким крапом кальцита и пирита. Отмечается текстура взмучивания, переходящая вверх по разрезу в косослоистую и полого-волнистослоистую. Пирит распределен по наслоению.

Гранулометрический анализ, выполненный на образцах керн скважины 301 и 302 показал, что порода является разномерным, с преобладанием фракций от 0,1 до 0,25 мм (30,4%). Глинистость в среднем – 24,9%. Растворимые вещества в кислоте в среднем составляет 13% (CaCO_3 , доломит).

По данным рентгеноструктурной дифракции песчаник полевошпатово-кварцевый. Кварц в среднем составляет 71%, полевой шпат (альбит) – 23%, мусковит – 0,85%, анальцит – 5,17%.

Юрская система - J

Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижнеюрский отдел - J₁

Нижнеюрские отложения вскрыты скважинами №№1, 2, 3, 4, 13, 17, 33, 41р.

Представлены песками с редкими включениями кремневой и кварцевой галек. Встречаются прослои глин и песчаников с редкими растительными остатками.

Толщина нижнеюрских отложений составляет 56-162м.

Среднеюрский отдел - J₂

По литологическим особенностям толща средней юры характеризуется чередованием глин и песчаников с преобладанием первых.

Глины серые и буровато-серые, в основном песчанистые, иногда содержащие тонкий растительный детрит с прослоями тончайших прослоек тонкозернистого песка. Песчаники серые, мелкозернистые, часто известковистые, крепкие, местами рыхлые, иногда пиритизированные и сидеритизированные, с редкими ОРО.

Верхняя часть среднеюрских отложений сложена глинами и мергелями.

Глины серые и зеленовато-серые, реже песчанистые, иногда содержат редко рассеянный мельчайший обугленный растительный детрит.

Мергели темно-серые, серые, крепкие, иногда слабо песчанистые.

Отобранный керн из скважины 301 представлен песчаником буро-серым, мелко-среднезернистым, некарбонатным, крепким, слоистым. Минеральный состав породы: преобладает кварц, в небольшом количестве встречаются полевой шпат, слюда, кремнистые, глинистые обломки пород, реже сульфиды (пирит). Слюда представлена мелкими чешуйками. Сортировка зерен средняя, участками плохая. Цемент глинистый. Гранулометрический анализ, выполненный на 16 образцах керна скважины 301, показал, что порода является разномзернистым, с преобладанием фракций от 0,1 до 0,25 мм (59%), то есть мелкозернистая фракция и от 0,04 до 0,1 мм – тонкозернистая фракция (16,7%). Глинистость в среднем – 9%. Растворимые вещества в кислоте в среднем составляет 8,5% (CaCO₃, доломит).

Минералогический состав пород изучен по 3 пробам из среднеюрских отложений. По результатам исследования порода представлена песчаником полимиктовым, состоящим из кварца и полевых шпатов. В одном образце превалирует кварц (64%). Полевые шпаты представлены альбитом (31%), ортоклазом (1,4%) и анортитом (3,5%).

В остальных двух образцах преобладает альбит (66,5%). Из полевых шпатов так же встречается анортит (10,5%), микроклин (3,55%), анортоклаз (4,65%). Кварц в среднем составляет 11%.

Максимальная вскрытая толщина средней юры 337м (скв.2).

Верхний отдел - J₃

Верхнеюрские отложения представлены плотными глинами и мергелями с редкими пропластками песчаников. В верхней части разреза – известняки серовато-белые, плотные и мергели серые с зеленоватым оттенком.

Максимальная вскрытая толщина верхнеюрских отложений 116м.

Меловая система - K

Нижнемеловой отдел - K₁

В отложениях нижнемелового отдела выделяются альбский, аптский и неокомский ярусы, сложенные переслаиванием песчаников и глин.

Неокомский надъярус - K_{1ne}

Отложения неокома литологически представлены глинами с редкими прослоями мергелей и алевролитов.

Глины зеленовато-серые, темно-серые, плотные, песчанистые, слюдистые, известковистые, с включениями обломков раковин пелеципод. По разрезу встречаются мелкие обугленные растительные остатки.

Мергели серые, зеленовато-серые, иногда с буроватым оттенком, плотные, глинистые, с трещинами, заполненными кальцитом.

Алевриты и песчаники зеленовато-серые, крепкие, мелкозернистые.

Максимально вскрытая толщина составляет 129 м в скв.13.

К подошве неокомских отложений приурочен отражающий горизонт III.

По данным гранулометрического анализа порода мелко-тонкозернистая. Зерна с размером от 0,01 до 0,1 мм в среднем составляет 43,3%, с размером от 0,1 до 0,25 мм – 27%. Глинистость в среднем – 24%. Растворимые вещества в кислоте в среднем составляет 3,6% (CaCO₃, доломит).

Аптский ярус - K_{1a}

В разрезе апта преобладают глины темно-серые, почти черные, алевритистые, слюдистые, неслоистые, известковистые, с гнездами и линзочками песка серого, мелкозернистого, слюдистого, с обломками раковин, встречаются раковины хорошей сохранности.

В глинах в виде прослоев залегают мергели темно-серые, крепкие и алевриты светло-зеленые, с небольшими прожилками кальцита и обломками фауны, встречаются гнезда пирита мелкокристаллического.

По данным гранулометрического анализа порода тонко-мелкозернистая. Зерна с размером от 0,1 до 0,25 мм в среднем составляет 36,1%, с размером от 0,01 до 0,1 мм – 33,6%. Глинистость в среднем – 26,1%. Растворимые вещества в кислоте в среднем составляет 1,37% (CaCO₃, доломит).

На соседнем месторождении Жанаталап обнаружены следующие виды фораминифер:

Harlophagmoides rosaceus Subbotina.,

Anomalina infracjvplanata Mjatl.,

Hyperammina aptica Dampel.,

Brotzenia julial Mjatl.,

Fritaxia pjrarnidata Reuss

В подошве апта встречается мергель желтовато-серого цвета. Толщина апта находится в пределах от 26 до 81 м.

Альбский ярус - K_{1al}

Литологически разрез представлен песчано-глинистыми образованиями. Глины темно-серые, плотные, песчанистые, известковистые. В глинах встречаются редкие обломки раковин пелеципод.

Песчаники и алевроиты серые, крепкие, мелко и тонкозернистые, слюдистые, с обломками раковин.

Пески серые, мелкозернистые, слабоуплотненные, слюдистые, глауконитовые.

Мергели встречаются редко, темно-серые, плотные, глинистые.

По данным гранулометрического анализа преобладает тонкозернистая фракция от 0,01 до 0,1 мм (56,2%). Глинистость в среднем – 39%. Растворимые вещества в кислоте в среднем составляет 0,5% (CaCO₃, доломит).

В разрезе альбских отложений на соседнем месторождении Жанаталап встречены следующие виды фораминифер:

Hoedlundina ceratocancris Woodi Kahn.,

Hoedlundina elenae Nikit.,

Jandrijina filiformis Berthelin и др.

Максимально вскрытая толщина альбских отложений составляет 332м (скв. №33).

Верхнемеловой отдел - K₂

Отложения этого возраста представлены турон-коньякским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами.

Максимально вскрытая толщина верхнемеловых отложений составляет 352м.

Турон - коньякский ярус - K_{2t+k}

В подошве туронского яруса отмечается наличие фосфоритовой гальки, местами встречаются неокатанные обломки мергелистых пород, белого мела.

Выше ярус представлен известняками, мелом и мергелями. Цвет всех карбонатов серовато-белый, зеленовато-серый. В мергелях встречаются обломки толстостенных раковин, линзочки темно-зеленых глин, кристаллический пирит.

Сантонский ярус - K_{2st}

Отложения сантонского яруса сложены, в основном, мелом с прослоями мергелей и глин.

Кампанский ярус - K_{2km}

Литологически отложения кампанского яруса представлены мергелями

глинистыми, серовато–зелеными, светло-серыми, плотными, с обломками раковин и кристалликами пирита.

Маастрихтский ярус - K_{2m}

Представлены они белым и сероватым писчим (неплотным) мелом с прослойками известняка того же цвета и редко мергеля зеленовато-серого, плотного, и глины зеленой, плотной. По всему разрезу отмечаются включения сажевидных минералов, кристалликов пирита и кальцита.

Неоген-четвертичная система - N+Q

Отложения неогена распространены повсеместно и залегают на подстилающих, более древних верхнемеловых отложениях, с размывом и резким угловым несогласием.

В подошве залегает прослой песка светло-серого, водоносного, рыхлого и глины серовато-белой, вязкой, с обильным включением гальки слабой, средней окатанности.

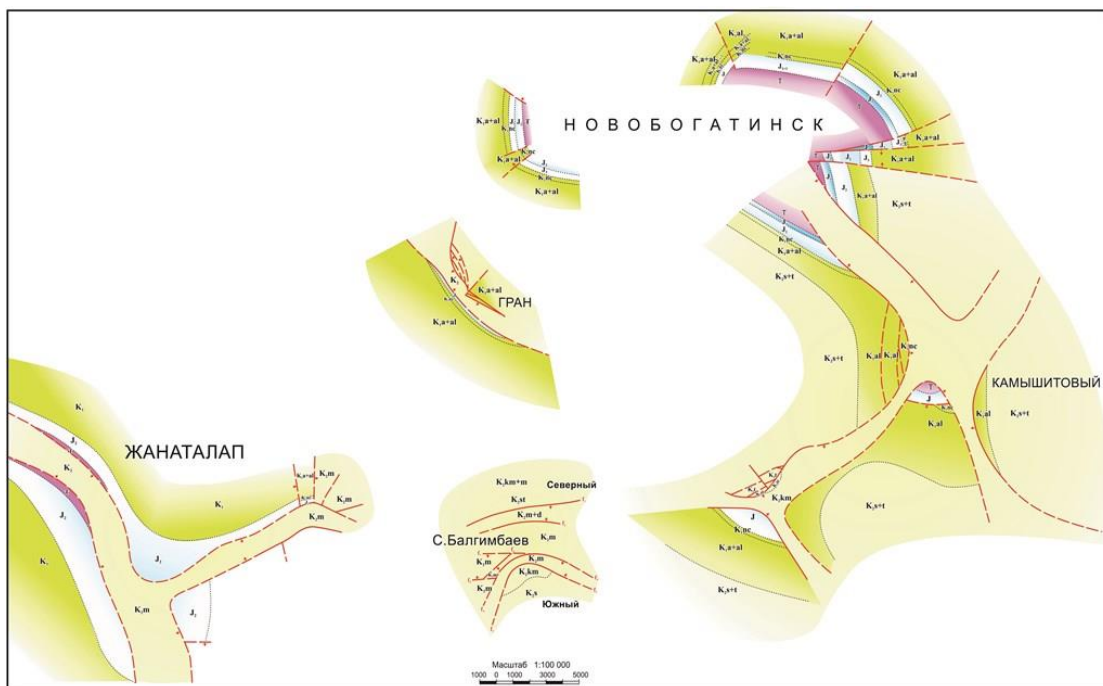
Выше залегают чередующиеся прослой известняка и глины с включением раковин хорошей сохранности и тонкими прослойками песка, и гнездами алеврита, местами отмечаются скопления кристаллов гипса. Еще выше залегающие осадки представлены песками серовато-желтыми, разнозернистыми, часто водоносными, глинами желтовато-серыми, песчанистыми, сильно известковистыми, с обломками раковин.

Толщина неоген-четвертичных отложений 98-201м.

Тектоника

Нефтяное месторождение С.Балгимбаев приурочено к соляному скрытопрорванному погруженному куполу Мартыши.

На рисунке 2.1.1 показано пространственное расположение месторождений на рассматриваемой площади.



типа с глубоким залеганием соляного ядра. На востоке соляной купол Мартыши переходит к соляному куполу Камышитовый, на западе – к соляному куполу Жанаталап.

По VI отражающему горизонту (кровля соли) выделяется соляной массив субширотного простираения, сводовая часть которого оконтуривается изогипсой минус 1200 м. Эта часть структуры названа Северные Мартыши. Отложения соли здесь вскрыты скважиной №2 на абсолютной глубине 1197,2 м, к югу они плавно погружаются до отметки минус 1950 м и более (рис.2.1.2). На южном склоне соляного массива по изогипсе минус 1700 м отмечается структурный нос.

Тектоника надсолевого комплекса сложна и своеобразна и находится в прямой зависимости от морфологии соляного ядра.

По надсолевым отложениям структура С.Балгимбаев в региональном плане представляет собой единое целое с выделением трех крупных структурных элементов: Северное, Южное крылья и широкий грабен, разобщающий крылья.

Северное крыло

Северное крыло в плане по отражающим горизонтам V, III соответствует сводовой части соляного тела, названной С.Балгимбаев Северный. Как указывалось, это крыло сбросами делится на три узких блока (северный, центральный и южный), простирающихся согласно тектоническим нарушениям, с юго-запада на северо-восток.

По V отражающему горизонту на северном блоке выделяется структура в виде полуантиклинали, ограниченная с юга сбросом f_2 (рис.2.1.3). По оконтуривающей изогипсе минус 1100 м структура имеет размеры 1,5 х 0,35 км. Центральный блок приподнят относительно северного, ограничен двумя сбросами - f_2 и f_3 . Свод межразломной структуры находится на отметке минус 1040 м, по оконтуривающей изогипсе минус 1080 м структура имеет размеры 2,0 х 0,42 км. Южный блок находится между сбросами F_1 и f_3 , приподнят относительно центрального, межразломная структура в виде полусвода оконтуривается изогипсой минус 1060 м. Размеры структуры - 1,5х 0,3 км.

По III отражающему горизонту сброс f_3 не прослежен, поэтому крыло делится на два блока - северный и южный (рис.2.1.4). На северном блоке в плане выделяется полусвод, по изогипсе минус 620 м имеющий размеры 0,85 х 0,50 км.

Южное крыло

Относительно Северного Южное крыло опущено, амплитуда сброса достигает 300м.

III отражающий горизонт в плане в пределах Южного Мартыши совпадает с поверхностью V сейсмического горизонта: также делится полукруглым разрывным нарушением на два блока (северный и южный). Залежи нефти в нижнемеловых

отложениях установлены в пределах каждого поля.

На северном блоке по V отражающему горизонту структура вытянута вдоль сброса, оконтуривается изогипсой -1150 м, свод ее находится на отметке -1140 м. Размеры структуры по изогипсе минус 1150 м составляют 1,8 x 0,18 км.

По III отражающему горизонту структура более вытянута вдоль сброса, размеры ее по замкнутой изогипсе минус 760 м равны 2,5 x 0,12 км, амплитуда 10 м.

На южном блоке структура более обширная, по V отражающему горизонту она оконтуривается изогипсой минус 1150 м, имеет размеры 1,8 x 0,4 км. Свод структуры находится на отметке минус 1100 м. С этим блоком связана основная нефтегазоносность месторождения. По III отражающему горизонту вершина структуры несколько смещена на северо-запад и находится на отметке минус 750 м. По оконтуривающей изогипсе минус 760 м размеры структуры равны 2,3 x 1,0 км.

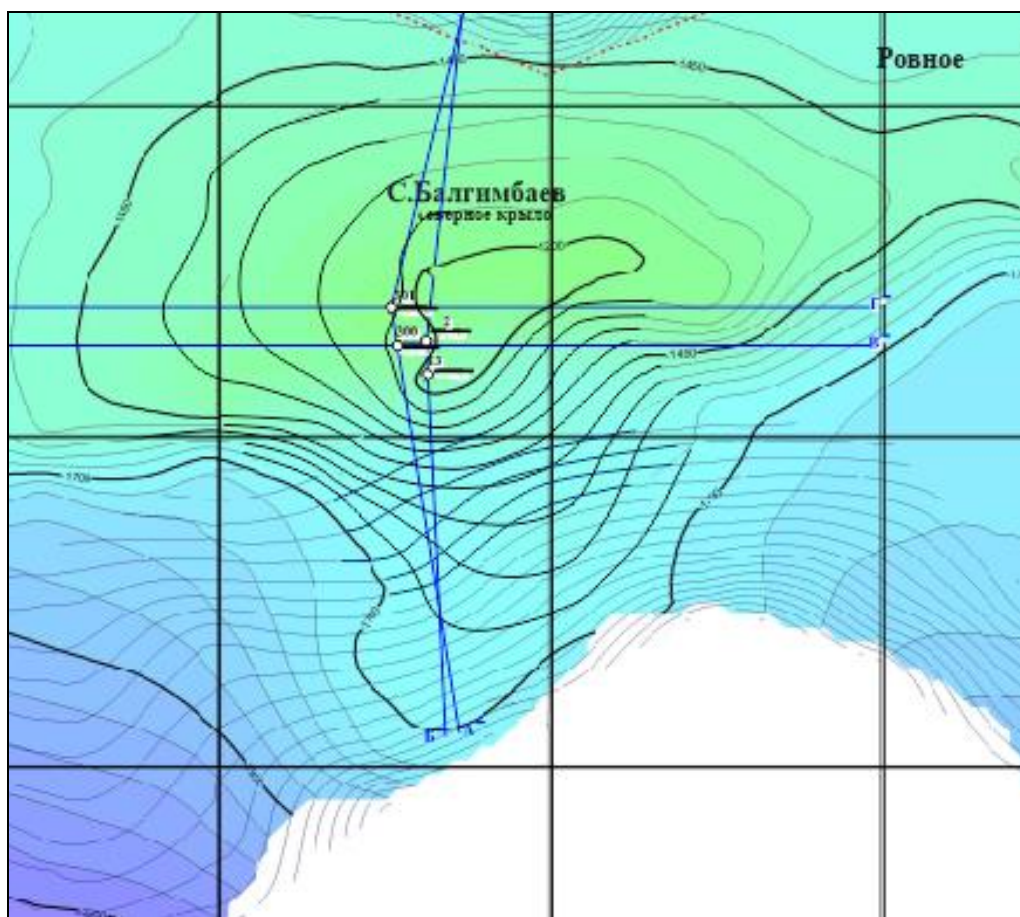


Рис.2.1.2. Структурная карта по VI ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»

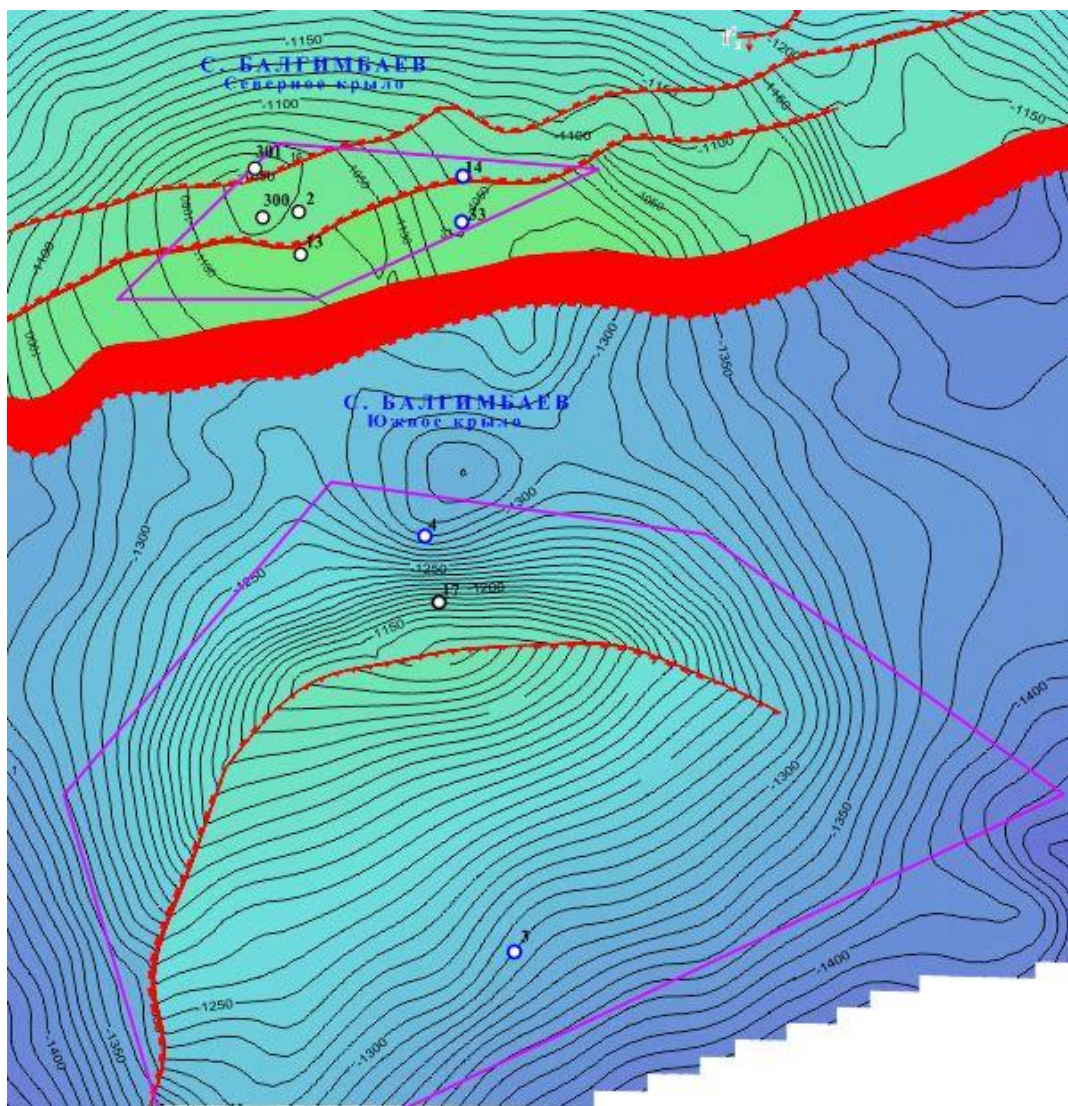


Рис.2.1.3. Структурная карта по V ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»

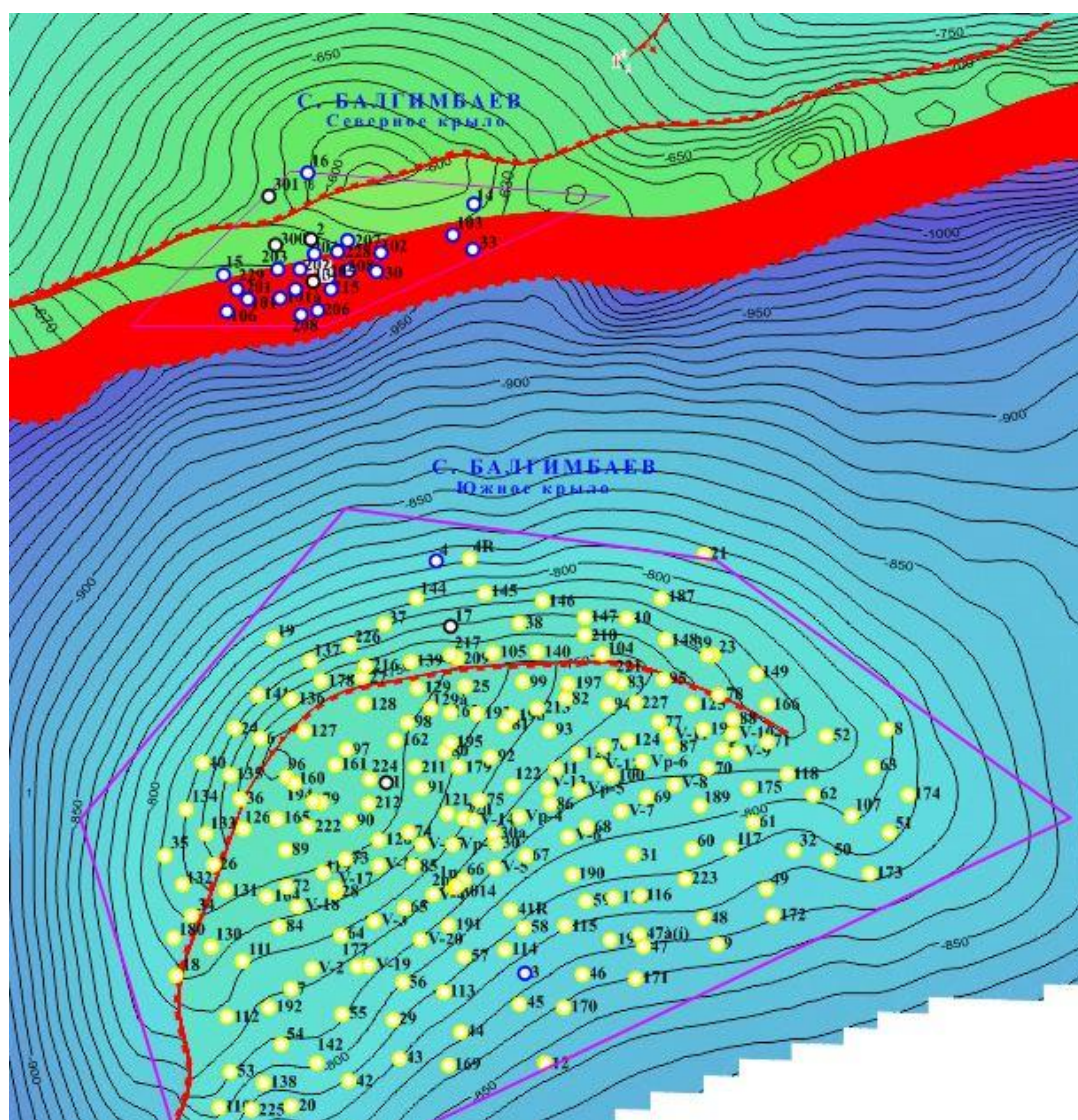


Рис.2.1.4. Структурная карта по III ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»

Нефтегазоносность

Месторождение С.Балгимбаев открыто в 1962 г. Первооткрывательницей является скважина №2, расположенная на Северном крыле (Северные Мартыши), где из среднеюрских отложений в интервале 882-884 м получен приток нефти с дебитом 73,2 м³/сут при 5 мм штуцере.

В 1963 г. установлена промышленная продуктивность Южного крыла, когда при опробовании нижнемеловых отложений в интервале 641-646 м в скважине №1 был получен приток нефти с дебитом 38 м³/сут.

На Северном крыле месторождения установлено наличие 4-х нефтяных горизонтов: Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV;

На Южном крыле – 6: аптский – нефтяной, апт-неокомский – газонефтяной, промежуточный – нефтяной, I, II, III неокомские - нефтяные горизонты.

Залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, идентичны по строению и форме и в плане повторяют друг друга.

После АР-2024 г за период с 01.01.2024г. по 01.01.2026г. на месторождении по скважине № 99 выполнена зарезка бокового ствола.

Южное крыло

Аптский горизонт

Горизонт продуктивен на южном и северо-восточном поле по данным ГИС и опробования. На юго-западном поле коллектора водонасыщены.

Южное поле

Горизонт испытан в трех скважинах: №№ 81, 123, 179, в которых дебиты нефти составили 1,5-4,0 м³/сут, жидкости – 1,8-5 м³/сут.

Прямой контакт нефть-вода скважинами не прослежен, поэтому ВНК принят на осредненной отметке минус 465,3-467,0м.

Апт-неокомский

Апт-неокомский горизонт стратиграфически приурочен к подошве аптского яруса. Является одним из основных объектов разработки, выдержан по площади и присутствует во всех скважинах. В основном, он выражен двумя песчаными пластами, разделенными тонкими пропластками глин, но в некоторых скважинах прослеживается в виде толстого монолитного пласта-коллектора. К горизонту приурочены нефтяная и газонефтяная залежи, получившие распространение на южном, северо-восточном и юго-западном полях.

Средняя глубина залегания залежи горизонта на уровне 647,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 15,6 м; коэффициент расчлененности 1-13, в среднем 3,10; коэффициент песчанистости в пределах 0,2-1,0, в среднем 0,78.

Южное поле

Притоки безводной нефти были получены в скважинах №№ 29, 41р, 42, 47а, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 79, 80, 82, 83, 84, 88, 90, 94, 99, 107, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 121, 123, 138, 142, 160, 165, 168, 169, 175, 176, 177, 179, 189, 190, 191, 193, 194, 195, 197, 199, 213, 224 с начальными дебитами от 0,5 м³/сут (скв. №№168, 177, 191) до 50 м³/сут (скв. №№42, 61).

В скважинах №№ 1, 3, 7, 9, 11, 20, 22, 25, 30а, 31, 32, 41а, 43, 44, 45, 46, 47р, 48, 49, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 81, 128, 129а, 211, 220, 223, 225 получены притоки газа, нефти, воды. Начальные дебиты газа изменяются от 0,072 тыс. м³ (скв. №9) до 1,41 тыс. м³ (скв. №31); дебиты нефти изменяются от 2,30 м³/сут (скв. №211) до 64 м³/сут (скв. №№20, 29, 31).

Скважина №25 при опробовании интервала 595-598 м установила наличие небольшой газовой шапки в сводовой части залежи. Чистый приток газа составил 13,42 тыс. м³/сут на 5 мм штуцере.

Газонефтяной контакт принят на абсолютной глубине -622,5 м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скважине №163 по промыслово-геофизическим данным и результатам опробования скважины №25.

Среднее значение водонефтяного контакта принято на абсолютной отметке минус 706 м. Появление воды выше принятого положения ВНК в скважинах №№ 175, 176, 189, 190, 191, 192, 196, 198, пробуренных в 1989-1990 г.г., объясняется влиянием интенсивной разработки залежи.

Северо-восточное поле

Продуктивность северо-восточного поля установлена опробованием 23 скважин (скв. №№ 8, 10, 17, 27, 37, 38, 39, 52, 63, 78, 105, 136, 137, 139, 145, 146, 147, 148, 149, 166, 178, 226, 238). 17 скважин (№№ 10, 17, 27, 37, 39, 52, 63, 78, 105, 136, 137, 139, 145, 146, 148, 149, 166) дали притоки чистой нефти с начальными дебитами от 3 м³/сут (скв. №136) до 52,4 м³/сут на 5 мм штуцере в скважине №10. В скважинах №№38, 178, 226, 232, 233, 237, 238, 246 получены притоки нефти с дебитами от 4,4 т/сут (скв. №233) до 25 м³/сут (скв. №38) и воды – от 20 до 59 м³/сут. В скважинах №№4 и 8 при опробовании получены притоки воды дебитом 13,2 и 67,2 м³/сут, соответственно.

Положение водонефтяного контакта принято на абсолютной глубине минус 707 м, как среднее значение по скважинам №№4 и 8.

Юго-западное поле

Промышленная продуктивность юго-западного поля установлена опробованием и последующей эксплуатацией 18 скважин (скв. №№ 6, 18, 19, 24, 26, 34, 35, 36, 40, 126, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 141, 180). Начальные дебиты нефти по скважинам от 0,2 м³/сут (скв. №180) до 57,6 м³/сут (скв. №26). Уровень водонефтяного контакта принят на абсолютной отметке минус 706 м.

I-неокомский горизонт

К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие на южном, северо-восточном и юго-западном полях Южного крыла.

Средняя глубина залегания залежи горизонта на уровне 656,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 9,2 м; коэффициент расчлененности 1-7, в среднем 1,48; коэффициент песчанистости в пределах 0,1-1,0, в среднем 0,48.

Южное поле

Продуктивность южного поля по результатам опробования установлена в 80 скважинах. Начальные дебиты нефти варьировали в пределах от 0,5 м³/сут (скв. №№ 189, 192) до 64 м³/сут (скв. №№ 29, 31). В скважине №242 при опробовании в интервале 717-1114м получен приток нефти и воды дебитом 23,7 м³/сут и 0,7 м³/сут.

ВНК принят на отметке минус 708 м, что соответствует середине расстояния между верхней отметкой водоносного пласта в скв. №20 (-706,5 м) и нижней отметкой нефтяного пласта в скв. №42 (-708,8 м).

Северо-восточное поле

Продуктивность установлена опробованием в 25 скважинах (скв. №№ 10, 17, 27, 37, 38, 39, 78, 104, 105, 136, 137, 139, 140, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 178, 216, 226, 236, 238, 240), начальные дебиты нефти варьировали в пределах от 2,2 м³/сут (скв. №10) до 40 м³/сут (скв. №№78, 139).

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №149 на отметке минус 700 м.

Юго-западное поле

Опробование проведено в 8 скважинах (скв. №№ 24, 26, 34, 35, 36, 131, 133, 135), из них в скважине №135 получен приток нефти с водой дебитами 2,0 м³/сут и 20,0 м³/сут, в остальных получены притоки чистой нефти дебитами от 3,0 до 37,0 м³/сут. Условный водонефтяной контакт принят по подошве нефтяного пласта в скважине №35 на абсолютной отметке минус 707 м по ГИС с учетом результатов опробования скважин №№ 34, 36, 133.

Промежуточный горизонт

К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие ограниченное распространение на южном, северо-восточном и юго-западном полях, имеющие сложное линзовидное строение и значительную фациальную изменчивость.

Средняя глубина залегания залежи горизонта на уровне 668,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 5,7 м; коэффициент расчлененности 1-3, в среднем 1,24; коэффициент песчанистости в пределах 0,1-0,8, в среднем 0,45.

Южное поле

Нефтеносность доказана опробованием в 8-ми скважинах (скв. №№ 73, 77, 94, 95, 120, 198, 221, 227). Начальные дебиты полученной чистой нефти составили 40; 1,1; 23; 23; 5; 5; 4,5 м³/сут, в пробуренной скважине №227 получен приток нефти с водой дебитами нефти 4 м³/сут и воды – 25,8 м³/сут.

Водонефтяной контакт в районе скважин №№ 65, 66 принят по подошве нефтяного пласта в скважине №66 на абсолютной отметке минус 690 м.

Водонефтяной контакт в районе скважин №№ 5, 76, 87, 94 принят по подошве нефтяного пласта в скважине №5 на абсолютной отметке минус 686 м.

Северо-восточное поле

Продуктивность северо-восточного поля установлена самостоятельным опробованием 5 скважин: №№ 10, 39, 104, 146, 147 и получением в них притоков чистой нефти с начальными дебитами 28,8; 40; 20; 10; 25 м³/сут, соответственно.

Водонефтяной контакт отбивается по разделу нефть-вода на абсолютной отметке минус 702 м в скважине №39.

Юго-западное поле

На юго-западном поле скважины не опробованы.

Контур нефтеносности принят на отметке минус 714 м по подошве нефтяного пласта в скважине №24.

II неокомский горизонт

К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие распространение на южном и северо-восточном полях. На юго-западном поле коллектора водонасыщены. Горизонт чаще всего выражен 2-4 пластами - коллекторами, выдержанными по площади, которые иногда сливаются и образуют единый пласт.

Средняя глубина залегания залежи горизонта на уровне 682,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м до 20 м; коэффициент расчлененности 1-10, в среднем 2,31; коэффициент песчанистости в пределах 0,1-1,0, в среднем 0,45.

Южное поле

Продуктивность горизонта на южном поле установлена опробованием в 55 скважинах, из них 2 новые (№252 и 254). В 8 скважинах (скв. №№ 7, 129, 212, 213, 231, 236, 252, 254) получены притоки нефти с водой с дебитами нефти от 1,8 до 11,5 м³/сут, воды – 0,6-24 м³/сут, в остальных скважинах получены притоки чистой нефти, максимальный полученный начальный дебит нефти составил 52 м³/сут в скважине №30р.

Среднее значение водонефтяного контакта принято на абсолютной отметке минус 702 м. Появление воды выше принятого ВНК в скважинах №№ 194, 196, 197, 227, 231 связано с влиянием эксплуатации залежи.

Северо-восточное поле

Продуктивность северо-восточного поля доказана опробованием в 13 скважинах (скв. №№ 17, 27, 38, 105, 136, 139, 140, 178, 209, 216, 217, 238, 250) с начальными дебитами нефти от 1,6 м³/сут (скв. №178) до 40 м³/сут (скв. №139). Скважина №250 новая.

ВНК находится на отметке минус 704 м, что соответствует кровле водоносного пласта в скв. №137.

III неокомский горизонт

Средняя глубина залегания залежи горизонта на уровне 696,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,9 м до 4,5 м; коэффициент расчлененности 1-3, в среднем 1,64; коэффициент песчанистости в пределах 0,05-0,3, в среднем 0,15.

Южное поле

Горизонт на южном поле не опробован. По скважине №99 выполненная зарезка бокового ствола подкорректировали положение водонефтяного контакта. Ранее водонефтяной контакт отбивался по кровле водонасыщенного пласта-коллектора в скважине №179 на глубине минус 710,7 м, но в боковой зарезке скважины №99 по ГИС выделяются водонасыщенные коллектора, кровля водонасыщенного пласта на отметке - 700,5 м, которая и принята за ВНК.

Северо-восточное поле

Горизонт на северо-восточном поле не опробован. ВНК принят на абсолютной отметке минус 703 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважинах №№ 209, 217, 236, 238.

Северное крыло

К северному крылу приурочены 4 среднеюрских горизонта: Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV.

Горизонт Ю-I

Горизонт субширотным, параллельным основному сбросу F₁, разломом f₁ разбит на три блока (I, II, III).

Средняя глубина залегания залежи горизонта на уровне 748,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,5 м до 32,5 м; коэффициент расчлененности 1-8, в среднем 3,65; коэффициент песчанистости в пределах 0,1-0,8, в среднем 0,52.

В I блоке пробурено 21 скважин (скв. №№ 13, 101а, 102, 103, 106, 108, 201, 202, 203, 205, 206, 208, 215, 230, 234, 235, 239, 241, 243, 244, 302), которые по данным интерпретации материалов ГИС и опробования вскрыли нефтяные коллектора.

При испытании интервала 710-718 м в скважине №202 получена нефть с водой дебитами, соответственно, 19,5 и 22 м³/сут, в последующем эта скважина вступила в эксплуатацию с текущими дебитами нефти 7,7 м³/сут и жидкости 30 м³/сут. При испытании интервалов 716-725 м, 729-735 м, 763-765 м, 841-885 м, 898-910 м, 925,5-927,5 м в скважине №13 получена чистая нефть с дебитом 82 м³/сут.

Положение водонефтяного контакта принято на отметках минус 760,9-763,9 м, соответствующих кровле водоносного горизонта в скважине №103 и подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №205.

Во II блоке пробурены скважины №№ 2, 14, 15, 201, 204, 207, 228, 229, 251, 300.

Продуктивность блока установлена опробованием 6 скважин №№ 204, 207, 228, 229, 15 и 251. Дебит нефти варьирует в пределах от 3 до 41 м³/сут и жидкости от 9 до 30 м³/сут.

Положение водонефтяного контакта принято наклонным на отметках минус 752,2 - 753,8 м. Отметке -752,2 м соответствует кровля воды в скважине №14, прямой контакт нефть-вода в скважине №207 установлен на отметке -753,8 м.

Горизонт Ю-II

Горизонт тектоническими нарушениями разделен на три блока - (I, II, III). Продуктивным является только литологически экранированная залежь I блока, в пределах площади нефтеносности которого находятся скважины №№ 13, 101а, 108, 201, 202, 203, 205, 234, 241, 243. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,5 м до 10,5 м; коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,60; в разрезе выделяется от 1 до 6 пластов.

Продуктивность горизонта доказана опробованием интервала 770-775 м в скважине №13 с начальным дебитом нефти 14,7 м³/сут, воды – 31,2 м³/сут. Скважины №№ 206, 208, 215 попали в зону глинизации.

В скважине №201 подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке минус 808,8 м, скважине №205 прямой контакт нефть-вода установлен на отметке -800 м. Таким образом, положение водонефтяного контакта принято наклонным в пределах 800-808,8 м.

Под влиянием разработки, начавшейся на площади блока в 1980 г., по скв. №№234, 241, 243 произошло частичное, либо полное обводнение продуктивных пластов.

Горизонт Ю-III

Глубина залегания залежи 897,1 м. Общая толщина горизонта составляет 28,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,0 до 15,9 м; коэффициент песчаности в среднем составляет 0,33; в разрезе выделяется от 1 до 8 пластов. Залежи пластово-сводового типа, тектонически экранированные.

В I блоке в контуре нефтеносности пробурены 23 скважины (скв. №№ 13, 33, 101а, 102, 103, 106, 108, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 208, 215, 228, 229, 230, 234, 235, 239, 241, 302).

Опробование проведено в десяти скважинах. В скважинах №№ 13, 102, 103, 106, 108 получена чистая нефть дебитами от 10 до 26 м³/сут, в скважинах №№ 201, 205, 206, 215, 230, 239 - нефть с водой, дебиты которых варьируют в пределах: нефти от 1,1 (скв. №201) до 12,5 м³/сут (скв. №239) и воды от 1,2 (скв. №239) до 21 м³/сут (скв. №205).

Водонефтяной контакт принят по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине №206 на абсолютной отметке минус 921 м.

Под влиянием интенсивной разработки, начавшейся на площади блока с 1962 г., скважины №№204, 228, 229, 234, 235, 241 частично или полностью обводнились.

Ко II блоку приурочена нефтяная залежь, продуктивность которой доказана опробованием скважин №№2, 14 и 15. В скважинах №2 и №14 получен приток нефти с водой с дебитами нефти 73,2 и 6 м³/сут; воды – 9,1 - 80 м³/сут. В скважине №15 получен приток безводной нефти дебитом 86,5 м³/сут.

В скважине №14 прямой контакт нефть-вода установлен на отметке -914 м, скважине №15 подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке минус 918,2 м. Таким образом, положение водонефтяного контакта принято наклонным в пределах -914-918,2 м.

Под влиянием интенсивной разработки, начавшейся на площади блока с 1962 г., скважина №207 полностью обводнилась.

Горизонт Ю- IV

Глубина залегания залежи 924,0 м. Общая толщина горизонта составляет 25,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 20,5 м; коэффициент песчаности в среднем составляет 0,42; в разрезе выделяется от 1 до 13 пластов.

Горизонт продуктивен только в I блоке в скважинах №№ 13, 101а, 202, 203, 204, 205, 206, 208, 215, 228, 229, 234, 235, 239, 241, 244, 302. Залежь экранирована с севера сбросом f₁, а с юга – сбросом F. Горизонт опробован в скважинах №№101а, 203, 208. В

скважине №203 из интервала 905-908,5 м получены нефть и жидкость с дебитами, соответственно, 10,3 и 24 м³/сут. В скважине №101а из интервала 902-906 м получена нефть с водой с дебитами нефти - 2 м³/сут; воды – 8 м³/сут. В скважине №208 из интервала 883-892 м получена нефть с водой с дебитами: нефти – 5,7 м³/сут; воды – 21 м³/сут.

В скважине №208 прямой контакт нефть-вода установлен на отметке минус 935,7 м, скважине №204 подошва нефтенасыщенного пласта находится на отметке минус 936,4 м. Таким образом, положение водонефтяного контакта принято наклонным в пределах минус 935,7-936,4 м.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса ГИС и данные лабораторного изучения образцов керна.

Анализ результатов исследования керна. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов месторождения изучены по керновому материалу, отобранному из 39 скважин:

- 35 разведочных, из них на Северном крыле – 9 (№№2, 13, 14, 15, 16, 33, 300, 301, 302); на Южном крыле – 26 (№№1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31);
- 4 эксплуатационных на Южном крыле (№№128, 132, 176, 189).

Общая проходка с отбором керна составила 1412,15 м, вынос керна 704,75 м, т.е. 49,91% от проходки. Лабораторные анализы проводились на 453 образцах керна из 33 скважин. Кроме того, в скважинах №№1, 2, 3, 4, 13, 17, 33 керн отобран боковым грунтоносом.

Меловые продуктивные горизонты охарактеризованы керном 29 скважин. Общая проходка с отбором керна составила 420,9 м с линейным выносом 203,17 м или 48,27% от проходки. На продуктивную часть приходится 201 образец 27 скважин. Количество кондиционных образцов – 186 ед.

Юрские продуктивные горизонты представлены керном 8 скважин. Отбор керна составил 107,4 м, вынос – 60,1 м или 55,96% от проходки. Проанализировано 35 образцов 4 скважин, все из них кондиционные – 31.

Анализы отобранного керна проводились в петрофизической лаборатории ЦЛ «ГНГГ» и лаборатории физики пласта КазНИГРИ. Изучение коллекторских свойств керна осуществлялась в атмосферных условиях. Комплекс исследований включает определение стандартного набора параметров: плотности минералогической и объемной, открытой и полной пористости, проницаемости, гранулометрического состава, карбонатности, содержание воды и нефти в образце. Стандартный комплекс исследований выполнялся в соответствии с существующими ОСТ и инструкциями.

По 17 образцам, отобранным в меловых отложениях, определены параметр пористости.

Параметр насыщения определен по 40 образцам для песков, алевроитов, песчаников, алевролитов с глинистостью 7,5-15% апт-неокомского, I неокомского и II неокомского горизонтов. По этим данным построены петрофизические зависимости $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$, описываемые следующими уравнениями:

$R_{п}=K_{п}^{-1,9}$ с достоверностью аппроксимации $R^2=0,93$;

$R_{н}=K_{в}^{-1,66}$ с величиной аппроксимации $R^2=0,97$.

По юрским отложениям параметр пористости и параметр насыщения определялись по 4 образцам. Так как условия седиментации, характеристика по вещественному и гранулометрическому составу, емкостно-фильтрационные свойства и физико-химическая характеристика всех вскрытых песчано-алевролитовых пород по изученным образцам керна и проб нефти мела и юры близки, для количественной интерпретации промыслово-геофизических материалов скважин для юры использованы петрофизические зависимости, установленные для меловых горизонтов.

Для определения граничного значения пористости построены интегральные кривые пористости для образцов с $K_{пр} > 10$ мД и $K_{пр} < 10$ мД. Пересечение этих кривых определило граничное значение пористости, равное 17,1%. Принятые граничные значения коэффициентов пористости, проницаемости, объемной глинистости, карбонатности приняты едиными для меловых и юрских отложений.

Таким образом, по результатам исследования керна определены параметр пористости, параметр насыщения, граничные значения проницаемости, пористости, объемной глинистости, которые использованы при количественной интерпретации ГИС.

Результаты интерпретации ГИС. После АР-2024г за период с 01.01.2024г. по 01.01.2026г. на месторождении выполнена зарезка бокового ствола по скважине № 99БС.

При исследовании разрезов скважин методами ГИС были выполнены общие исследования по всему стволу скважины, детальные исследования - в продуктивной части разреза, исследования по контролю за разработкой, определению текущего насыщения, технического состояния ствола скважины, качества цементирования обсадных колонн.

Промыслово-геофизические исследования в горизонтальных скважинах в интервале транспортной секции выполнены сервисной компанией ТОО «ГК Каспий» приборами автономной геофизической системы «Горизонталь», в интервале горизонтальной секции - приборами компании Шлюмберже (PowerDrive Orbit, PeriScope HD, ImPulse), установленными в компоновке бурильного инструмента. В скважине №99БС каротаж ГИС выполнен ТОО «Анега-Казахстан».

В горизонтальных скважинах полный комплекс ГИС выполнен в интервале транспортной секции ствола скважины, а в горизонтальной секции записаны только методы гамма-каротажа (GR) и зонды удельного электрического сопротивления (P16H, P34H, P40H, A16H, A34H, A40H).

Виды и объемы ГИС в необсаженном стволе. В скважинах проведён комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий в себя следующие методы: КВ,

БК, МБК, ИК, КС, МКЗ, ГК, НК, АК, ГГКп, термометрия, инклинометрия. В большинстве скважин выполнен спектральный гамма-каротаж (СГК). Качество материалов ГИС хорошее.

Виды и объемы ГИС в обсаженном стволе. Для оценки определения качества цементирования колонн проводился АКЦ, в модуль прибора которого также входили ГК (гамма-каротаж) и ЛМ (локатор муфт) для привязки к разрезу.

За отчетный период с 01.01.2024г. по 01.01.2026г. с целью контроля за разработкой месторождения в 25 скважинах месторождения выполнены 49 исследований ГИС-контроля, из которых на определение текущего характера насыщения приходится 16 исследований, определение технического состояния скважины – 18 исследований, профиль притока – 10, профиль приемистости – 5.

Все виды исследований ГИС-контроля, выполненные за период 01.01.2024г.-01.01.2026г. приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Виды и объемы ГИС в закрытом в стволе

Год	Кол-во скважин	№№ скважин	Количество выполненных исследований			
			ИННК	Тех. сост.	Профиль притока	Профиль приемистости
2024	20	№№ 1, 10, 13, 30, 52, 53, 55, 86, 89, 90, 95, 108, 141, 160, 179, 194, 210, 215, 222, 235	13	15	8	2
2025	6	№№ 22, 76, 97, 132, 164, 210	3	3	2	3
Итого:			16	18	10	5

В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля за разработкой в эксплуатационных скважинах для контроля за текущим состоянием скважин, определение текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Интерпретация ГИС. Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения «Interactive Petrophysics». Осуществлялся контроль качества полученных геофизических замеров и внесение поправок за диаметр скважины, раствор, давление и температуру.

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

В горизонтальных скважинах интерпретация ГИС выполнена только в интервале транспортной секции, где имеется полный комплекс ГИС. В интервале горизонтальной секции, где комплекс ограниченный, пласты-коллектора выделены по качественным признакам.

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС. Определение глинистости осуществлялось по двойному разностному параметру, с использованием зависимости В.В.Ларионова.

В предыдущих ПЗ в скважинах «старого фонда» в связи с неполным количеством геофизического материала и слабой его информативностью, при расчетах была использована пористость, определенная по керну и по методике «законтурных скважин». В скважинах с современным полным комплексом ГИС определение пористости проводилось по методам нейтронного (Кп_НК), акустического (АК) и гамма-гамма плотностного (ГГКп) каротажей.

Коэффициент водонасыщенности определён по формуле Арчи. Исходя из этого определялся коэффициент нефтенасыщенности.

Выделение эффективных толщин проводилось с учётом граничных значений пористости $K_{п_гр}=17,1\%$, объемной глинистости $K_{гл_гр}=41\%$. При оценке эффективных толщин из общей толщины выделенных коллекторов исключались глинистые, плотные и углистые прослои.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

Приводятся средние значения параметров пластов (пористости, проницаемости, насыщенности) с учётом новых данных по ГИС. Средние значения пористости и проницаемости по данным керна остаются без изменения. Отмечаются изменения в значениях пористости и насыщенности по ГИС по Северному и Южному участку.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин пластов продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.2; статистические показатели характеристик неоднородности пласта представлены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин горизонтов

Толщина	Наименование	Зона пласта			По горизонту в целом
		ГНЗ	ЧНЗ	ВНЗ	
1	2	3	4	5	6
<i>Аптский</i>					
Общая	Средняя, м	-	11,73	12,7	13,64
	Козф. вариации, д. ед	-	0,139	0,072	0,215
	Интервал изменения, м	-	9,0-16,3	12,0-14,0	8,0-20,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	4,27	4,43	4,33
	Козф. вариации, д. ед	-	0,380	0,021	0,358
	Интервал изменения, м	-	1,5-10,0	4,3-4,5	1,5-10,0
Эффективная	Средняя, м	-	4,27	5,13	8,47
	Козф. вариации, д. ед	-	0,380	0,203	0,534
	Интервал изменения, м	-	1,5-10,0	4,3-6,6	1,0-18,0
<i>Апт- неокон</i>					

Общая	Средняя, м	10,5	10,38	13,84	10,61
	Коэф. вариации, д. ед	0,120	0,279	0,188	0,286
	Интервал изменения, м	9,0-12,0	3,7-18,0	10,0-19,0	3,7-19,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,66	2,66	-	2,66
	Коэф. вариации, д. ед	0,358	0,358	-	0,358
	Интервал изменения, м	1,5-3,9	1,5-3,9	-	1,5-3,9
Эффективная	Средняя, м	4,64	7,9	4,65	7,74
	Коэф. вариации, д. ед	0,365	0,371	0,605	0,395
	Интервал изменения, м	2,2-6,3	2,0-15,6	0,7-9,4	0,7-15,6
Общая	Средняя, м	7,30	8,09	11,67	8,36
	Коэф. вариации, д. ед	0,172	0,371	0,238	0,365
	Интервал изменения, м	5,2-9,0	2,0-17,1	7,4-16,9	2,0-16,9
<i>I неоком</i>					
Общая	Средняя, м	-	6,33	-	6,39
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,298	-	0,537
	Интервал изменения, м	-	3,0-13,0	-	3,0-13,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	2,91	-	2,90
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,434	-	0,433
	Интервал изменения, м	-	0,7-9,2	-	0,7-9,2
Эффективная	Средняя, м	-	2,90	-	2,97
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,433	-	0,438
	Интервал изменения, м	-	0,7-9,2	-	0,7-9,2
<i>Промежуточный</i>					
Общая	Средняя, м	-	5,84	6,83	5,84
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,252	0,172	0,426
	Интервал изменения, м	-	3,0-10,3	6,0-8,5	3,0-10,8
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	2,55	2,43	2,51
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,521	0,397	0,520
	Интервал изменения, м	-	0,7-5,7	1,7-3,8	0,7-5,7
Эффективная	Средняя, м	-	2,55	3,87	2,61
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,521	0,024	0,506
	Интервал изменения, м	-	0,7-5,7	3,8-4,0	0,6-6,0
<i>II неоком</i>					
Общая	Средняя, м	-	14,70	15,63	14,91
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,186	0,101	0,194
	Интервал изменения, м	-	7,0-24,0	13,0-19,0	5,8-24,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	6,69	4,64	6,12
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,446	0,547	0,481
	Интервал изменения, м	-	1,1-20,0	1,5-9,2	1,1-20,0
Эффективная	Средняя, м	-	6,69	7,64	6,53
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,446	0,379	0,417
	Интервал изменения, м	-	1,1-20,0	1,5-10,5	1,1-20,0
<i>III неоком</i>					
Общая	Средняя, м	-	15,8	16,5	16,04
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,152	0,025	0,115
	Интервал изменения, м	-	13,0-20,0	16,0-17,0	13,0-20,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	2,60	1,13	2,05
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,459	0,083	0,577
	Интервал изменения, м	-	0,9-4,5	1,0-1,2	0,9-4,5
Эффективная	Средняя, м	-	2,60	1,57	2,32
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,459	0,424	0,535
	Интервал изменения, м	-	0,9-4,5	1,0-2,5	0,9-4,5
<i>Средняя Юра I</i>					
Общая	Средняя, м	-	-	37,17	35,03
	Коэф. вариации, д. ед	-	-	0,210	0,233
	Интервал изменения, м	-	-	21,0-48,5	16,0-48,5
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	-	12,51	12,51
	Коэф. вариации, д. ед	-	-	0,736	0,736
	Интервал изменения, м	-	-	1,5-32,5	1,5-32,5
Эффективная	Средняя, м	-	-	21,53	18,97

	Коэф. вариации, д. ед	-	-	0,468	0,551
	Интервал изменения, м	-	-	5,5-38,2	5,0-38,2
<i>Средняя Юра II</i>					
Общая	Средняя, м	-	-	30,04	31,71
	Коэф. вариации, д. ед	-	-	0,169	0,335
	Интервал изменения, м	-	-	24,0-37,9	21,0-42,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	-	4,73	4,73
	Коэф. вариации, д. ед	-	-	0,635	0,635
	Интервал изменения, м	-	-	1,5-10,5	1,5-10,5
Эффективная	Средняя, м	-	-	21,44	20,04
	Коэф. вариации, д. ед	-	-	0,275	0,287
	Интервал изменения, м	-	-	13,0-30,8	11,5-32,9
<i>Средняя Юра III</i>					
Общая	Средняя, м	-	27,09	29,42	28,55
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,164	0,084	0,188
	Интервал изменения, м	-	20,4-37,0	27,2-34,0	20,4-45,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	7,91	4,38	7,35
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,558	0,492	0,600
	Интервал изменения, м	-	1,8-15,9	1,0-7,6	1,0-15,9
Эффективная	Средняя, м	-	7,91	13,82	9,16
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,558	0,342	0,531
	Интервал изменения, м	-	1,8-15,9	9,7-22,7	1,8-22,7
<i>Средняя Юра IV</i>					
Общая	Средняя, м	-	15,49	32,56	25,82
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,446	0,161	0,359
	Интервал изменения, м	-	8,5-32,0	22,9-41,5	8,5-43,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	5,14	7,40	6,60
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,586	0,766	0,743
	Интервал изменения, м	-	1,0-9,8	0,8-20,5	0,8-20,5
Эффективная	Средняя, м	-	6,74	15,33	10,63
	Коэф. вариации, д. ед	-	0,741	0,346	0,586
	Интервал изменения, м	-	1,0-17,3	7,3-25,6	1,0-25,6

Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, кп		Коэффициент расчлененности, кр		Характеристика прерывистости
		среднее значение	коэфф-т вариации	среднее значение	коэфф-т вариации	
Аптский	171	0,61	0,460	1,65	0,720	0,88
Апт-неокомский	214	0,78	0,246	3,10	0,634	1,0
I неокомский	163	0,48	0,374	1,48	0,517	0,88
Промежуточный	54	0,45	0,477	1,24	0,378	0,45
II неокомский	141	0,45	0,391	2,31	0,627	0,96
III неокомский	11	0,15	0,528	1,64	0,471	0,85
Ю-I	27	0,52	0,398	3,65	0,497	0,85
Ю-II	23	0,60	0,266	2,64	0,543	0,76
Ю-III	29	0,33	0,580	3,90	0,565	0,96
Ю-IV	23	0,39	0,451	3,43	0,827	0,96

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

Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость (нефть), мД	Проницаемость (газ), мД	Пористость (нефть), доли ед.	Пористость (газ), доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Антский</i>							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	29	-	26	-
	Количество определений	-	-	73	-	51	-
	Среднее значение	-	-	0,30	-	0,58	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,070	-	0,086	-
	Интервал изменения	-	-	0,26-0,37	-	0,50-0,70	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	3	-	-	-	-	-
	Количество определений	9	-	-	-	-	-
	Среднее значение	70,8	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,505	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	30,15-137	-	-	-	-	-
<i>Ант-неоком</i>							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	20	-	21	-	-	-
	Количество определений	106	-	120	-	-	-
	Среднее значение	496,3	-	0,31	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,10	-	0,11	-	-	-
	Интервал изменения	10,6-2759	-	0,171-0,398	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	196	5	196	5
	Количество определений	-	-	536	6	523	6
	Среднее значение	-	-	0,31	0,31	0,81	0,85
	Коэффициент вариации	-	-	0,076	0,003	0,068	0,058
	Интервал изменения	-	-	0,17-0,34	0,30-0,31	0,50-0,96	0,73-0,89
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин	54	-	-	-	-	-
	Количество определений	83	-	-	-	-	-
	Среднее значение	706,7	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,872	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	11,81-2522,46	-	-	-	-	-
<i>Г-неоком</i>							
Лабораторные	Количество скважин	7	-	9	-	-	-

исследования керна	Количество определений	9	-	13	-	-	-
	Среднее значение	184,2	-	0,31	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,81	-	0,07	-	-	-
	Интервал изменения	10-444	-	0,257-0,337	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	145	-	141	-
	Количество определений	-	-	210	-	199	-
	Среднее значение	-	-	0,26	-	0,60	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,041	-	0,130	-
Гидродинамич еские исследования скважин	Интервал изменения	-	-	0,23-0,32	-	0,50-0,82	-
	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Промежуточный							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	-	4	-	-	-
	Количество определений	6	-	7	-	-	-
	Среднее значение	643,5	-	0,31	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,1	-	0,11	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Интервал изменения	19-2145	-	0,254-0,345	-	-	-
	Количество скважин	-	-	34	-	28	-
	Количество определений	-	-	40	-	34	-
	Среднее значение	-	-	0,26	-	0,65	-
Гидродинамич еские исследования скважин	Коэффициент вариации	-	-	0,060	-	0,177	-
	Интервал изменения	-	-	0,22-0,31	-	0,50-0,92	-
	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	3	-	-	-	-	-
	Среднее значение	233,4	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,000	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	200,89-266	-	-	-	-	-
II-неоком							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	12	-	13	-	-	-
	Количество определений	34	-	46	-	-	-
	Среднее значение	490,4	-	0,30	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,23	-	0,13	-	-	-
Геофизические исследования	Интервал изменения	10,6-2765	-	0,174-0,371	-	-	-
	Количество скважин	-	-	91	-	90	-
	Количество определений	-	-	200	-	188	-

скважин	Среднее значение	-	-	0,29	-	0,78	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,038	-	0,146	-
	Интервал изменения	-	-	0,19-0,32	-	0,54-0,96	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	8	-	-	-	-	-
	Среднее значение	390,5	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,125	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	321-460	-	-	-	-	-
III-неоком							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	6	-	4	-
	Количество определений	-	-	8	-	5	-
	Среднее значение	-	-	0,28	-	0,54	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,102	-	0,035	-
	Интервал изменения	-	-	0,20-0,31	-	0,52-0,57	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	1	-	-	-
	Количество определений	-	-	1	-	-	-
	Среднее значение	-	-	0,353	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	14	-	14	-
	Количество определений	-	-	42	-	36	-
	Среднее значение	-	-	0,29	-	0,67	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,104	-	0,134	-
	Интервал изменения	-	-	0,21-0,34	-	0,43-0,85	-
Гидродинамические исследования	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	3	-	-	-	-	-
	Среднее значение	207,7	-	-	-	-	-

скважин	Коэффициент вариации	0,886	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	18,9-471,1	-	-	-	-	-
Ю-II							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	13	-	8	-
	Количество определений	-	-	28	-	20	-
	Среднее значение	-	-	0,28	-	0,64	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,095	-	0,072	-
	Интервал изменения	-	-	0,20-0,32	-	0,52-0,69	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	13	-	-	-	-	-
	Количество определений	15	-	-	-	-	-
	Среднее значение	460,3	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,64	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	26,7-869	-	-	-	-	-
Ю-III							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	-	3	-	-	-
	Количество определений	6	-	9	-	-	-
	Среднее значение	723,9	-	0,27	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,85	-	0,13	-	-	-
	Интервал изменения	12,1-1553	-	0,22-0,323	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	19	-	19	-
	Количество определений	-	-	58	-	55	-
	Среднее значение	-	-	0,28	-	0,65	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,053	-	0,119	-
	Интервал изменения	-	-	0,25-0,34	-	0,50-0,83	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-	-	-	-
	Количество определений	6	-	-	-	-	-
	Среднее значение	184,4	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,013	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	18,07-435,96	-	-	-	-	-
Ю-IV							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-

	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	8	-	7	-
	Количество определений	-	-	16	-	15	-
	Среднее значение	-	-	0,29	-	0,66	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,067	-	0,065	-
	Интервал изменения	-	-	0,25-0,31	-	0,56-0,70	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-

По данным керн изменений по пористости и проницаемости не произошло так как за отчетный период керн не анализировался. Пористость и насыщенность по ГИС остались на том же уровне, как и при проектировании.

Ниже приводятся емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Антский горизонт. По данным геофизических исследований скважин породы-коллекторы характеризуются средневзвешенной пористостью 0,30 доли ед., изменяющейся в пределах 0,26-0,37 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0,50 до 0,70 доли ед., в среднем составляя 0,58 доли ед.

Анализы керн по горизонту не проводились.

Среднее значение проницаемости по ГДИС равно 70,8мД.

Ант-неокомский горизонт представлен коллекторами по данным ГИС со средневзвешенной пористостью, изменяющейся в диапазоне 0,17÷0,34 доли ед., составляя в среднем 0,31 доли ед. в нефтяной части разреза. В газовой части разреза среднее значение пористости равно 0,31 доли ед. Среднее значение нефтенасыщенности – 0,81 доли ед., изменяется в пределах 0,50-0,96 доли ед. Значение газонасыщенности по шести определениям равно 0,85 доли ед.

По данным керн пористость изменяется в пределах 0,171-0,398 доли ед., в среднем составляя 0,31 доли ед., проницаемость – от 10,6 до 2759 мД, в среднем – 496,3 мД.

По данным гидродинамических исследований интервал изменения проницаемости составляет 11,81-2522,5 мД, в среднем – 706,7 мД.

І неокомский горизонт по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью в среднем равной 0,26 доли ед. и интервалом изменения 0,23-0,32 доли ед. Диапазон изменения нефтенасыщенности – 0,50-0,82 доли ед., среднее значение составляет 0,60 доли ед.

По лабораторным исследованиям керн открытая пористость изменяется от 0,257 до 0,337 доли ед. и равной в среднем 0,31 доли ед. Проницаемость по керну колеблется в пределах 10-444 мД и составляет в среднем 184,2 мД.

Проницаемость по ГДИС не определялась.

Промежуточный горизонт. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,26 доли ед., варьирует в диапазоне 0,22-0,31 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,50 до 0,92 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,65 доли ед.

По лабораторным исследованиям керн среднее значение пористости равно 0,31 доли ед., с интервалом изменения 0,254-0,345 доли ед., среднее значение проницаемости – 643,5 мД, варьирует в пределах 19-2145 мД.

ГДИС по горизонту в среднем составляет 233,4 мД.

II-неокомский горизонт по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью равной в среднем 0,29 доли ед. и варьирующей в пределах 0,19-0,32 доли ед. Интервал изменения нефтенасыщенности – 0,54-0,96 доли ед., среднее значение составляет 0,78 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,30 доли ед., с интервалом изменения 0,174-0,371 доли ед., среднее значение проницаемости – 490,4 мД, варьирует в пределах 10,6-2765 мД.

По данным гидродинамических исследований интервал изменения проницаемости составляет 321-460 мД, в среднем – 390,5 мД.

III-неокомский горизонт. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,28 доли ед., варьирует в диапазоне 0,20-0,31 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,52 до 0,57 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,54 доли ед.

Анализы керна и ГДИС не проводились.

Горизонт Ю-I. Пористость по данным ГИС в среднем составляет 0,29 доли ед., варьирует в диапазоне 0,21-0,34 доли ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,67 доли ед., изменяется в пределах 0,43-0,85 доли ед.

По одному исследованию керна пористость равна 0,353 доли ед., проницаемость не определена. Проницаемость по данным ГДИС в среднем составляет 207,7 мД.

Горизонт Ю-II. По данным ГИС значение пористости в среднем составляет 0,28 доли ед., интервал изменения – 0,20-0,32 доли ед., нефтенасыщенность в среднем – 0,64 доли ед., изменяется от 0,52 до 0,69 доли ед.

По ГДИС среднее значение проницаемости по 15 исследованиям равно 460,3 мД.

Горизонт Ю-III охарактеризован пористостью по данным ГИС в среднем составляющей 0,28 доли ед., с интервалом изменения 0,25-0,34 доли ед., нефтенасыщенностью в среднем – 0,65 доли ед., с интервалом изменения – 0,50-0,83 доли ед. соответственно.

По лабораторным исследованиям керна среднее значение пористости равно 0,27 доли ед., с интервалом изменения 0,22-0,323 доли ед., среднее значение проницаемости – 723,9 мД, варьирует в пределах 12,1-1553 мД.

Проницаемость по данным ГДИС изменяется в пределах 18,07-435,96 мД, составляя в среднем 375,9 мД.

Горизонт Ю-IV. Пористость по данным ГИС в среднем составляет 0,29 доли ед., варьирует в диапазоне 0,25-0,31 доли ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,66 доли ед., изменяется в пределах 0,56-0,70 доли ед.

Данные по керну и ГДИС по горизонту отсутствуют.

В таблице 2.2.5 приведены статистические ряды распределения проницаемости по керну.

Таблица 2.2.5 – Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

Интервалы изменения, мкм ² *10 ⁻³	По данным лабораторного изучения керна									
	Число случаев									
	аптс кий	Апт- неоком	I- неоком	Промежу- точный	II- неоком	III- неоком	Ю-I	Ю-II	Ю-III	Ю-IV
0,1-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10-100	-	28	4	2	9	-	-	-	2	-
100-200	-	14	1	1	3	-	-	-	-	-
200-300	-	9	2	-	5	-	-	-	-	-
300-400	-	12	1	1	3	-	-	-	1	-
400-500	-	6	1	-	3	-	-	-	-	-
500-600	-	3	-	2	1	-	-	-	-	-
600-700	-	3	-	-	2	-	-	-	-	-
700-800	-	4	-	-	1	-	-	-	-	-
800-900	-	4	-	-	1	-	-	-	-	-
900-1000	-	1	-	-	2	-	-	-	-	-
1000-2000	-	13	-	-	1	-	-	-	3	-
2000-3000	-	3	-	1	2	-	-	-	-	-

Наибольшее количество значений проницаемости приходится на апт-неокомский горизонт с проницаемостью 10-100 мД. Распределение проницаемости характерно для терригенных отложений.

Средние значения пористости, определенные по керну в I-неокомском, промежуточном, II-неокомском горизонтах немного выше, чем определенным по ГИС, в горизонтах апт-неоком, Ю-III близки по значениям.

Для расчётов рекомендуется взять значение Кп по геофизическим данным, так как они позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов: количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну. Проницаемость по гидродинамике в апт-неокомском II неокомском горизонтах не много выше, чем по керну. В горизонте Ю-III проницаемость по керну выше, чем по ГДИС.

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.

2.3.1 Объем исследований и свойства пластовой нефти

В целом по месторождению с начала разработки на дату отчета исследовано в пластовых условиях 46 проб по горизонтам:

Пробы в пластовых условиях			
Крыло	Поле	Горизонты	колич-во проб
Северное		J2-I	7
		J2-III	3
Всего по Северному крылу			10
Южное	Южное	Апт	1
		Апт-неок	7
		I неок	3
		II неок	7
		Промежуточный	1
		Совмещённые[1]	4
	Северо-Восточное	Апт-неок	2
		I неок	3
		II неок	4
		Промежуточный	1
		Совмещённые	1
	Юго-Западное	Апт-неок	3
		I-неоком	1
Всего по Южному крылу			38
Всего по месторождению отобрано			48

Южное крыло

Физико-химические свойства пластовой нефти по аптскому горизонту изучены по одной ркб. пробе из скважины №81 (инт.424-430м). Величина плотности нефти в пластовых условиях $0,878 \text{ г/см}^3$. Динамическая вязкость в пластовых условиях $51,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$., газосодержание в среднем по горизонту составляет $4,6 \text{ м}^3/\text{т}$, при объёмном коэффициенте 1,018 доли ед. Давление насыщения $0,45 \text{ МПа}$ при пластовом давлении $2,2 \text{ МПа}$.

Величина плотности нефти апт-неокомского продуктивного горизонта в пластовых условиях варьирует от $0,795$ до $0,872 \text{ г/см}^3$, в среднем по горизонту – $0,842 \text{ г/см}^3$. Динамическая вязкость в пластовых условиях изменяется от 23 до $33,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, в среднем по горизонту $29,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина газосодержания изменяется от $15,7$ до $22,9 \text{ м}^3/\text{т}$, в среднем по горизонту – $20,6 \text{ м}^3/\text{т}$, при объёмном коэффициенте 1,063 доли ед. Давление насыщения в среднем по горизонту составляет $4,2 \text{ МПа}$ при пластовом давлении $7,3 \text{ МПа}$.

Из I неокомского горизонта в целом отобраны и исследованы 3 глубинные пробы. Как видно из табличного приложения П 2.3.1, из 3 глубинных проб по 1 пробе из скважины №7 (инт. 649-653м) получены низкие значения газосодержания, это свидетельствует о том, что при отборе пробы скважина работала при неустановившемся режиме, поэтому результаты этой пробы не учитываются при усреднении значений.

Плотность пластовой нефти составляет $0,855 \text{ г/см}^3$, вязкость пластовой нефти – $20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения нефти газом – $4,9 \text{ МПа}$. Газосодержание – $26,6 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте – $1,057$.

Продуктивный **II неокомский** горизонт изучен 7 пробами из 7 скважин. Величина плотности нефти в пластовых условиях варьирует от 851 до 878 г/см^3 , в среднем 863 г/см^3 . Динамическая вязкость в пластовых условиях изменяется в пределах от $13,9$ до $31,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, в среднем составляя $21,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина газосодержания в среднем составляет $24,3 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,046$. Давление насыщения в среднем составляет $4,9 \text{ МПа}$ при пластовом давлении – $7,4 \text{ МПа}$.

Промежуточный горизонт исследован 1 ркб. пробой

Величина плотности нефти в пластовых условиях $0,855 \text{ г/см}^3$. Динамическая вязкость в пластовых условиях составляя $24,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина газосодержания $19,7 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,045$. Давление насыщения в среднем составляет $4,6 \text{ МПа}$ при пластовом давлении – $7,4 \text{ МПа}$.

Северо-западное поле

По апт-неокомскому горизонту свойства нефти изучены по двум глубинным пробам из скважин №№10, 17. Величина плотности нефти в пластовых условиях в среднем равно $0,835 \text{ г/см}^3$. Динамическая вязкость в пластовых условиях в среднем равно $28,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$., газосодержание в среднем по горизонту составляет $25,7 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,049$. Давление насыщения $4,9 \text{ МПа}$ при пластовом давлении $7,3 \text{ МПа}$.

Физико-химические свойства нефти I неокомского продуктивного горизонта изучены в целом по трем глубинным пробам из скв. №№10, 17, 27.

Плотность пластовой нефти в среднем составляет $0,858 \text{ г/см}^3$, вязкость нефти в среднем равна $29,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Газосодержание изменяется от $15,6$ до $18,4 \text{ м}^3/\text{т}$, в среднем составляя $18,7 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент $1,049$. Давление насыщения нефти газом $3,6 \text{ МПа}$ при пластовом давлении $6,8 \text{ МПа}$.

По II неокомскому горизонту исследованы в целом 4-мя пробам пластовой нефти. Из них одна проба из скважины №209 (инт.649-652м) была признана некондиционной из-за заниженных значений пластового давления и газосодержания.

Плотность пластовой нефти – $0,871 \text{ г/см}^3$. Вязкость пластовой нефти – $28,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения нефти газом – $4,8 \text{ МПа}$ при давлении пласта – $7,3 \text{ МПа}$. Величина газосодержания равна – $21,8 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,043$.

Промежуточный горизонт охарактеризован одной пробой из скважины №10 (инт. 675-678м). Плотность пластовой нефти – $0,876 \text{ г/см}^3$, вязкость – $28,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление

насыщения нефти газом – 2,8 МПа при пластовом давлении 8,0 МПа. Газосодержание составило 12,1 м³/т. Объемный коэффициент 1,025.

Юго-западное поле

Величина плотности нефти апт-неокомского продуктивного горизонта в пластовых условиях варьирует от 0,802 до 0,855 г/см³, в среднем по горизонту составляя 0,829 г/см³. Динамическая вязкость в пластовых условиях меняется от 11,5 до 27,0 мПа·с, в среднем по горизонту составляя 19,3 мПа·с. Величина газосодержания варьирует в диапазоне от 18,5 до 26,1 м³/т, в среднем составляя 21,6 м³/т., при объёмном коэффициенте 1,055. Давление насыщения в среднем составляет 4,3 МПа при пластовом давлении 7,6 МПа.

Физико-химические свойства пластовой нефти I неокомского продуктивного горизонта изучены по одной глубинной пробе из скважины №26 (инт.668-670м). Величина плотности нефти в пластовых условиях равна 865 г/см³. Динамическая вязкость в пластовых условиях равна 24,5 мПа·с. Величина газосодержания равна 19,0 м³/т, давление насыщения составляет 4,5 МПа при пластовом давлении 7,5 МПа. Объёмный коэффициент составляет 1,036.

Северное крыло

По юрским продуктивным горизонтам Ю-I и Ю-III исследованы всего 10 проб пластовой нефти. Из них 3 пробы (горизонта Ю-I, скв. №202,204) приняты как некондиционными.

Плотность пластовой нефти горизонта Ю-I меняется в диапазоне от 0,808 до 0,818 г/см³, в среднем составляя 0,811 г/см³. Вязкость пластовой нефти в среднем равно 3,6 мПа·с.

Давление насыщения нефти газом в среднем равно 3,2 МПа. Средняя величина газосодержания равна 24,3 м³/т. Объемный коэффициент равен 1,071.

По продуктивному горизонту Ю-III изучены 3 пробы пластовой нефти. Плотность пластовой нефти меняется в диапазоне от 0,743 до 0,758 г/см³, в среднем составляя 0,751 г/см³. Вязкость пластовой нефти изменяется в пределах от 1,3 до 2,1 мПа·с и в среднем составляет 1,6 мПа·с.

Давление насыщения нефти газом в среднем составляет 1,1 МПа при пластовом давлении 10,3 МПа. Величина газосодержания меняется в диапазоне от 19,9 до 29,5 м³/т, в среднем составляя 25,9 м³/т. Объемный коэффициент равен в среднем 1,124.

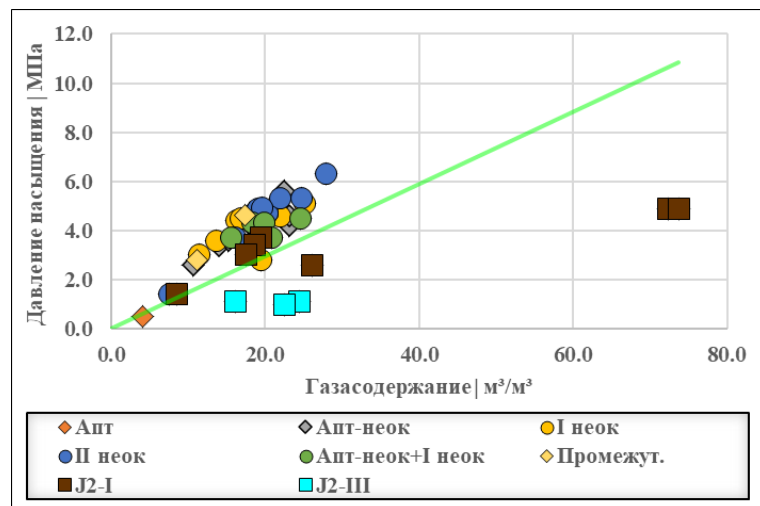


Рис 2.3.1 – зависимость давления насыщения от газосодержания

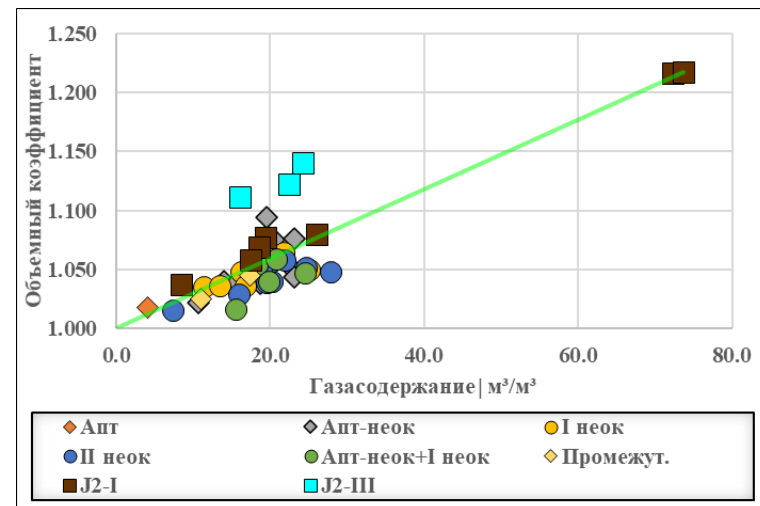


Рис. 2.3.2 – зависимость объемного коэффициента от газосодержания

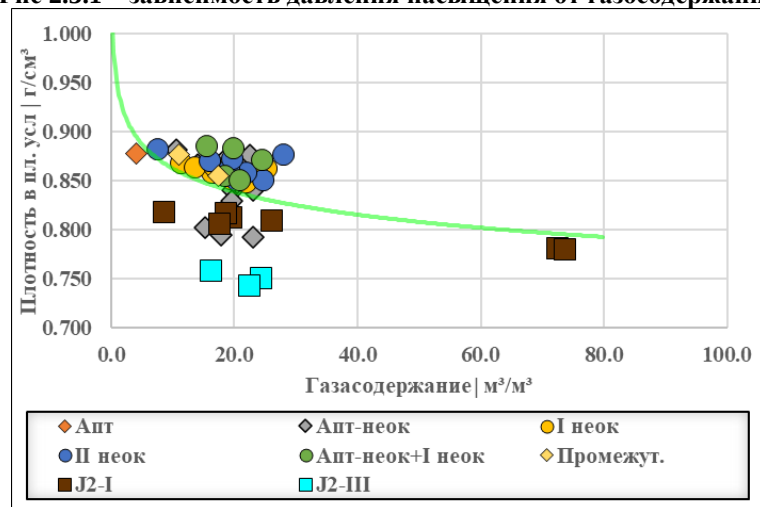


Рис 2.3.3 – зависимость плотности в пл. усл. от газосодержания

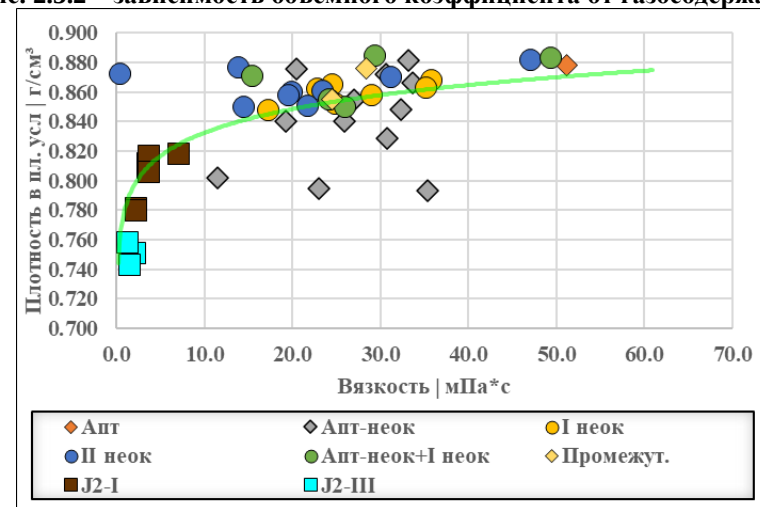


Рис 2.3.4 – зависимость плотности в пл. усл. от вязкости в пл. усл.

Таблица 2.3.1 – Свойства нефти в пластовых условиях.

Поле/крыло		Южное крыло. Южное поле																			
Горизонт		К1а					А-пе					I-пе					II-пе				
№/№		Количество		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество		Диапазон изменения	Среднее значение				
		скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб						
Нефть																					
Пластовое давление	МПа	1	1		2.2	7	7	6.8	7.7	7.3	3	3	6.3	7.5	6.9	7	7	6.5	7.9	7.4	
Давление насыщения	МПа	1	1		0.5	7	7	3.4	4.8	4.2	3	3	3.0	5.1	4.9	7	7	3.7	6.3	4.9	
Газосодержание	м3/т	1	1		4.1	7	7	15.7	26.1	20.6	2	2	24.8	28.4	26.6	7	7	18.2	31.5	24.3	
Плотность пластовой нефти	кг/м3	1	1		878.0	7	7	795.0	866.0	842.0	3	3	0.8	0.9	0.9	7	7	850.0	878.0	863.0	
Вязкость	мПа*с	1	1		51.2	7	7	19.3	33.6	29.3	2	2	17.2	22.8	20.0	7	7	13.9	31.2	21.1	
Объёмный коэффициент при стандартной сепарации	д.ед.	1	1		1.020	7	7	1.040	1.094	1.063	3	3	1.035	1.064	1.057	7	7	1.030	1.060	1.046	
Пластовая температура	°С	1	1		23.0	7	7	29.0	32.0	30.8	3	3	30.0	31.0	30.0	7	7	30.3	34.0	31.6	
Пластовая вода																					
Общая минерализация	г/л	-	-			59	81	121.2	270.5	205.6	30	36	139.7	240.2	184.2	14	22	133.1	278.4	216.0	
Плотность	кг/м3	-	-			59	81	1084.0	1179.0	1138.0	30	36	1093.0	1154.0	1124.0	14	22	1090.0	1155.0	1143.0	

Продолжение таблицы 2.3.1.

Поле/крыло		Южное крыло. С-В поле														
Горизонт		А-пе					I-пе					II-пе				
		Количество		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Количество		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Количество		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>			
		скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб					
Нефть																
Пластовое давление	МПа	2	2	7.1	7.5	7.3	3	3	6.6	7.2	7.0	3	3	6.7	7.6	7.3
Давление насыщения	МПа	2	2	4.2	5.6	4.9	3	3	3.6	4.4	4.0	3	3	4.5	4.9	4.8
Газосодержание	м3/т	2	2	25.4	25.9	25.7	3	3	15.6	18.4	17.0	3	3	21.5	22.1	21.8
Плотность пластовой нефти	кг/м3	2	2	793.0	876.0	835.0	3	3	858.0	863.0	861.0	3	3	861.0	879.0	871.0
Вязкость	мПа*с	2	2	20.5	35.4	28.0	3	3	29.0	35.2	32.1	3	3	23.4	33.4	28.4
Объёмный коэффициент при стандартной сепарации	д.ед.	2	2	1.040	1.050	1.050	3	3	1.040	1.050	1.040	3	3	1.038	1.053	1.043
Пластовая температура	°С	2	2	31.0	32.0	31.5	3	3			31.0	3	3	30.2	34.0	32.0
Пластовая вода																
Общая минерализация	г/л	24	34	157.9	287.5	221.7	4	6	202.4	245.1	220.2	2	2	190.4	220.0	205.2
Плотность	кг/м3	24	34	1106.0	1183.0	1146.0	4	6	1133.0	1159.0	1145.0	2	2			1156.0

Продолжение таблицы 2.3.1.

Поле/крыло		Южное крыло. Ю-3 поле										Северное крыло									
Горизонт		А-пе					I-пе					J ₂ -I					J ₂ -III				
№/№		Количество		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Количество		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Количество		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Количество		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>				
		скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб						
а) Нефть																					
Пластовое давление	МПа	3	3	7.5	7.6	7.6	1	1			7.5	4	4	6.8	10.4	8.5	3	3	10.0	10.5	10.3
Давление насыщения	МПа	3	3	3.6	4.7	4.2	1	1			4.5	4	4	1.4	3.7	3.2	3	3	1.0	1.2	1.1
Газосодержание	м3/т	3	3	18.5	20.3	19.4	1	1			19.0	4	4	10.4	31.1	24.3	3	3	19.9	29.5	25.9
Плотность пластовой нефти	кг/м3	3	3	802.0	855.0	829.0	1	1			865.0	4	4	808.0	818.0	811.0	3	3	743.0	758.0	751.0
Вязкость	мПа*с	3	3	11.5	27.0	19.3	1	1			24.5	3	3	3.6	7.1	3.6	3	3	1.3	2.1	1.6
Объёмный коэффициент при стандартной сепарации	д.ед.	3	3	1.040	1.050	1.040	1	1			1.040	3	4	1.037	1.079	1.071	3	3	1.110	1.140	1.120
Пластовая температура	°С	3	3	32.0	33.0	32.5	1	1			30.7	4	4	31.0	45.0	40.0	3	3			45.0
в) Пластовая вода																					
Общая минерализация	г/л	3	3	231.0	232.8	231.9	2	2	206.8	254.3	230.5	2	5	230.9	285.6	260.3	2	2	280.8	292.9	288.8
Плотность	кг/м3	3	3	1152.0	1154.0	1153.0	2	2	1138.0	1164.0	1151.0	2	5	1154.0	1192.0	1180.0	2	2	1191.0	1197.0	1195.0

2.3.2. Свойства нефти в поверхностных условиях

В целом по месторождению в поверхностных условиях были проведены исследования по 126-ти пробам из горизонтов:

Пробы в поверхностных условиях			
Крыло	Поле	Горизонты	колич-во проб
Северное		J2-I	6
		J2-III	11
Всего по Северному крылу			17
Южное	Южное	Апт	1
		Апт-неок	24
		I неок	8
		II неок	23
		Промежуточный	3
		Совмещённые[1]	24
	Северо-Восточное	Апт-неок	6
		I неок	2
		II неок	4
		Совмещённые	3
	Юго-Западное	Апт-неок	11
		Совмещённые[1]	2
Всего по Южному крылу			111
Всего по месторождению отобрано			128

Северное крыло

Горизонт J2-I изучен 6-ю пробами нефти.

Нефть данного горизонта характеризуется, как легкая (плотность 0,846 г/см³), малопарафинистая (1,7% масс), смолистая (10,9% масс), малосернистая (0,2% масс), застывающая при температуре плюс -31 °С. Содержание асфальтенов в нефти отсутствует.

Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С при атмосферном давлении, 35%, выход бензиновых фракций (до 200 °С), составляет 13,6%.

Южное крыло

Южное поле

Нефть данного горизонта характеризуется, как тяжелая (плотность 0,891 г/см³), малопарафинистая (0,9% масс), высокосмолистая (17,1% масс), малосернистая (0,3% масс), застывающая при температуре -41,7 °С. Содержание асфальтенов в нефти составило 0,3% массовых.

Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С при атмосферном давлении, составляет 25,5%, выход бензиновых фракций (до 200 °С), составляет 2,2%.

Юго-Западное поле

Нефть данного горизонта характеризуется, как тяжелая (плотность 0,893 г/см³), малопарафинистая (0,7% масс), высокосмолистая (22% масс), малосернистая (0,3% масс), застывающая при температуре -41,7 °С. Содержание асфальтенов в нефти не обнаружено.

Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С при атмосферном давлении, составляет 21,9%, выход бензиновых фракций (до 200 °С), составляет 1%.

Северо-Западное поле

Нефть данного горизонта характеризуется, как особо легкая (плотность 0,897 г/см³), малопарафинистая (1,2% масс), малосмолистая (9,8% масс), малосернистая (0,2% масс), застывающая при температуре -40 °С. Содержание асфальтенов в нефти не обнаружено.

Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С при атмосферном давлении, составляет 21,5%, выход бензиновых фракций (до 200 °С), составляет 2,5%.

Значения классификационных параметров принимаются в следующем порядке:

Класс нефти.

Диапазон изменения содержания серы для Северного крыла в целом классифицируется как малосернистая.

Южное крыло классифицируется в целом по объекту малосернистая, Нефть по обоим объектам классифицируется как малосернистая, и относится к первому классу.

Тип нефти.

Плотность нефти в поверхностных условиях по Северному крылу изменяется в пределах 0,849-0,792 г/см³, среднее значения по горизонтам равняются 0,828г/см³. Нефть относится к типу «0» и классифицируется как особо легкая.

В целом по Южному крылу нефть относится к «3» типу нефти и классифицируется как тяжелая.

Содержание парафина

В целом по месторождению прослеживается по обоим объектам малое содержание парафина, что позволяет отнести ее к типу малопарафинистая.

Таблица 2.3.2. – состав и свойсва нефти в поверхностных условиях

Крыло / поле		Южное крыло. Южное поле																		Южное крыло. Ю-3 поле						
Горизонт		K _{1a}				А-пе				I-пе				II- пе				А-пе. Ю-3 поле								
№/№		Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество		Диапазон изменения	Среднее значение					
		скв.	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб							
Плотность нефти. кг/м3		1	1			891.0	19	22	882.0	902.0	891.0	8	10	884.0	897.0	888.0	19	23	884.0	899.0	889.9	6	9	888.0	903.0	894.0
Кинематическая вязкость мм2/с	при 20°C	1	1			122.2	19	22	86.1	141.1	114.4	8	10	89.6	121.0	105.6	19	23	81.4	226.6	109.4	6	9	102.1	246.6	142.1
	при 50°C	1	1			28.9	19	22	20.6	31.8	27.1	8	10	22.8	28.2	25.7	19	23	21.7	48.8	26.3	6	9	25.5	45.4	31.6
Температура застывания. °C		1	1			-36.0	15	18	-20.0	-52.0	-42.7	5	7			-51.0	19	23	-53.0	-20.0	-44.6	6	9	-49.0	-19.0	-41.7
Температура вспышки. °C		1	1			46.0	13	13	11.0	182.0	44.2	6	8			27.0	19	23	3.0	198.0	44.7	6	9	42.0	110.0	68.0
Содержание. %	Серы	1	1			0.3	19	21	0.2	0.4	0.3	8	10	0.3	0.4	0.3	19	23	0.1	0.7	0.3	6	8	0.3	0.4	0.3
	Смолы	1	1			10.0	19	22	11.3	22.0	15.3	3	5	11.1	16.4	12.4	19	23	7.6	29.0	20.4	3	3			22.0
	Асфальтенов	1	1				2	2	-	-	0.3	1	1	0.7		0.7	19	23	0.1	0.4	0.2	-	-			-
	Парафинов	1	1			1.2	8	10	0.5	1.4	0.9	5	7	0.4	1.3	0.9	19	23	0.2	1.8	0.8	5	7	0.4	1.4	0.7
Фракционный состав. %	НК	1	1			155.0	19	22	145.0	220.0	183.1	8	10	150.0	200.0	171.0	19	23	110.0	239.0	175.0	6	9	172.0	240.0	204.1
	до 100°C	-	-			-																				
	до 200°C	1	1			4.0	14	14	0.5	17.0	3.8	7	9			3.0	19	23	0.5	0.5	1.7	1	1			1.0
	до 250°C	1	1			9.0	19	21	1.0	22.0	9.3	8	10			10.0	19	23	0.5	13.0	9.3	6	8	3.2	9.5	6.0
	до 300°C	1	1			21.0	18	21	15.0	63.1	24.0	8	10	17.0	30.0	24.0	19	23	16.5	30.5	24.6	6	9	15.5	25.5	21.9

Продолжение таблицы 2.3.2

Крыло / поле		Северо-Восточное поле														Северное крыло										
Горизонт		А-пе				I - пе				II- пе				J ₂ -I						J ₂ -III						
№/№		Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение					
		скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб							
Плотность нефти. кг/м3		7	8	890.0	903.0	894.0	2	2	890.0	891.0	890.0	4	4	889.7	903.0	894.7	5	5	842.0	849.0	846.0	9	9	791.0	821.0	803.0
Кинематическая вязкость мм2/с	при 20°С	7	8	106.5	166.4	134.9	2	2	130.0	156.8	143.4	4	4	104.0	210.6	146.6	5	5	12.6	16.6	14.3	9	9	3.1	7.5	4.9
	при 50°С	7	8	25.7	36.3	30.9	2	2	30.1	35.6	32.9	4	4	25.7	43.1	33.5	5	5	5.3	6.6	5.9	9	9	2.1	3.4	2.6
Температура застывания. °С		7	8	-59.0	-40.0	-45.6	2	2			-35.0	4	4	-42.0	-36.0	-38.0	5	5	-54.0	-7.0	-31.0	9	9			-39.0
Температура вспышки. °С		6	7	32.0	98.0	66.7	2	2	178.0	184.0	181.0	4	4	35.0	63.0	50.5	5	5	-25.0	-3.0	-9.8	9	9			-11.0
Содержание. %	Серы	7	8	0.2	0.5	0.3	2	2			0.3	4	4	0.2	0.3	0.3	5	5	0.0	0.3	0.2	9	9	0.1	0.2	0.2
	Смолы	3	3	23.0	24.0	23.3						4	4	9.8	12.5	11.4	5	5	6.4	21.7	10.9	1	1			3.2
	Асфальтенов											4	4	0.1	0.2	0.1	-	-			-	-	-			-
	Парафинов	5	6	0.4	1.4	0.9	2	2	0.6	0.9	0.7	4	4	0.6	1.8	1.1	5	5	1.3	2.3	1.7	9	9	0.4	1.7	1.3
Фракционный состав. %	НК	6	7	190.0	211.0	203.6	2	2	160.0	211.0	185.5	4	4	165.0	230.0	185.3	5	5	50.0	110.0	81.0	9	9	45.0	104.0	67.0
	до 100°С											4	4				3	3	1.0	6.0	3.7	1	1			8.0
	до 200°С	1	1			0.5	1	1			2.0	4	4	2.5	3.0	2.8	5	5	9.0	20.0	13.6	9	9	25.5	42.0	34.0
	до 250°С	6	7	4.5	9.0	6.8	2	2	8.0	10.0	9.0	4	4	3.0	10.0	7.3	5	5	15.0	30.0	22.0	9	9	39.5	51.0	45.6
	до 300°С	6	7	22.0	28.0	23.6	2	2	24.0	25.0	24.5	4	4	18.0	25.0	20.8	5	5	23.0	41.0	35.0	9	9	35.0	66.0	61.0

2.3.3 Компонентный состав нефти и газа.

В целом по месторождению с начала разработки на дату отчета изучено 34 проб (таблице 2.3.3):

Пробы в разгазированной условиях			
Крыло	Поле	Горизонты	колич-во проб
Северное		J2-I	7
		J2-III	3
		Всего по Северному крылу	10
Южное	Южное	Апт	1
		Апт-неок	8
		I неок	2
		II неок	6
		Промежуточный	1
		Совмещённые[1]	1
	Северо-Восточное	I неок	2
		II неок	3
	Юго-Западное	Апт-неок	2
Всего по Южному крылу			26
Всего по месторождению отобрано			36

Южное крыло

Южное поле

Растворенный в нефти газ продуктивных горизонтов Южного поля по полученным экспериментальным данным характеризуется как «жирный» класс «3», по содержанию **углекислого газа** в целом не превышает 1,5%, что можно отнести к типу «низко углекислые» класс «1». В среднем содержание **азота** варьируется в пределах от 0,1 до 8 %, в среднем составляя 2,6% характерный для «низко азотного» типа, класс «1». В среднем содержание метана составляет 75%. Сероводород отсутствует. Плотность газа по воздуху составляет 0,687.

Юго-западное поле

По данному полю газ описывается следующим образом. Содержание растворенного газа в нефти в среднем составляет 9,7%, и можно характеризовать как «полусухой» тип класса «2». По содержанием **азота и углекислого газа** характеризуется как «низко азотный» и «низко углекислый». Содержание **сероводорода** не обнаружено. Плотность газа по воздуху составляет 0,650.

Северо-восточное поле

По данному полю сильных отличий не наблюдается кроме высокого содержание **азота**, которые были замерены еще в начале разработки месторождения в 1965 году по пробам из скважин № 17 и 27. В целом данное поле характеризуется следующим образом. По содержанию C₂+высшее составляет в среднем 12,6%, что можно характеризовать как «полусухой» тип класс «2». По содержанию **углекислого газа** в среднем составляет 1%,

характеризуется как «низко углекислый» класс «1». Содержание сероводорода отсутствует. Плотность газа по воздуху в среднем 0,656.

Северное крыло

Юрские горизонты данного крыла имеют сильно высокое C_2 +высшее содержание и характеризуется как «высоко жирного» типа класса «4». По содержанию **азота и углекислого газа** характеризуются следующим образом, «низко азотный» тип класс «1» и «низко углекислый» тип класс «1». Сероводород так же не был обнаружен. Плотность газа по воздуху в среднем составляет 1,330.

Выводы за отчетный период по месторождению были отобраны 3 пробы из скважин №

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа.

№/№	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях выделившего газа								
Крыло/ поле	Южное крыло. Южное поле				Южное крыло. С-В поле		Южное крыло. Ю-З поле		Северное крыло
Горизонт	K1a	A-пе	I-пе	II-пе	I-пе	II-пе	A-пе	J ₂ -I	J ₂ -III
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0.22	0.79	0.41	0.92	1.35	0.53	0.91	0.60	0.33
Азот+редкие	5.69	2.07	0.50	4.45	5.44	0.98	0.83	3.80	1.50
метан	77.89	78.48	62.30	72.23	80.78	85.63	88.52	26.80	5.49
этан	12.76	13.35	29.60	15.38	7.15	11.29	5.65	27.70	10.26
пропан	1.48	2.57	2.60	2.48	1.40	0.80	1.15	22.60	26.57
изобутан	1.00	1.19	1.90	1.09	-	0.30	0.81	8.50	30.29
н. бутан	0.43	0.05	0.60	0.35	-	0.25	0.21	5.70	14.22
остаток (C5+высшие)	0.54	1.88	2.50	3.75	3.89	0.23	2.45	4.20	11.32
Плотность газа относительная (по воздуху). доли ед.	0.689	0.687	0.741	0.673	0.674	0.639	0.649	1.198	1.523

2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод

Физико-химические свойства пластовых вод месторождения С.Балгимбаев представлены по результатам 211 проб воды, в т.ч. после АР-2024 отобрана одна проба из среднеюрского горизонта (02.04.2025г., скв. 101а).

Результаты химического состава и физических свойств пластовых вод приведены в таблице 2.3.4.

Пластовые воды меловых водоносных горизонтов I и II объектов изучены по 189 пробам воды, представляют собой крепкие рассолы хлоркальциевого типа, малосульфатные, средней степени метаморфизации (rNa^+/rCl^-) равной 0,95. Вязкость пластовой воды не определялась.

Общая минерализация пластовых вод **апт-неокомского** и **I-неокомского** горизонтов Объекта-I меняются от 121,2 до 287,5 г/дм³, в среднем составляя 206,1 г/дм³. Удельная плотность вод меняется в диапазоне от 1037 до 1183 кг/м³, в среднем составляя 1137 кг/м³. Среда вод меняется от слабокислой до слабощелочной, pH = 5,1-8,2. Величина солености воды достигает до 22,6°Be, общая жесткость воды до 520 мг-экв/дм³.

Общая минерализация вод **промежуточного, II-неокомского, I+II – неокомского** горизонтов колеблется от 133,1 до 278,4 г/дм³, в среднем составляя по II объекту 218,5 г/дм³. Плотность вод меняется от 1089,8 до 1163,8 кг/м³, в среднем составляя 1144,8 кг/м³. pH среда вод меняется от слабокислой – 6,1 до слабощелочной – 7,5. Общая жесткость воды варьирует от 104 до 633 мг-экв/дм³.

Подземные воды **среднеюрского водоносного горизонта** Объекта-III изучены по 22 пробам. Воды комплекса относятся к III классу, тип вод - хлоркальциевый. Величина общей минерализации меняется в диапазоне от 230,9 до 292,9 г/дм³, в среднем составляя 278,4 г/дм³. Удельная плотность воды меняется от 1154 до 1198 кг/м³, в среднем составляя 1190 кг/м³. pH среда вод слабокислая с переходом в нейтральную, равная 6,2 – 7,3. Общая жесткость достигает 180,0 мг-экв/дм³.

Таблица 2.3.4 - Сравнение характеристик, содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонтов

Наименование		Объект - I											
		Апт – неокомский горизонт				I - неокомский горизонт				Апт – неокомский + I - неокомский горизонты			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газосодержание, м3/м3													
Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)													
Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.)													
Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)													
Объемный коэффициент, доли ед.													
Плотность, г/см³		63	84	1,037-1,179	1,137	31	36	1,093-1,156	1,126	26	35	1,106-1,183	1,146
Вязкость, мПа·с													
Общая минерализация, г/дм³		63	84	121,2-270,5	206,0	31	36	139,7-240,2	189,8	26	35	157,9-287,5	221,2
Примеси, мг/дм3													
Водородный показатель (pH)		63	84	5,1-8,1	6,7	31	36	6,0-8,2	6,9	26	35	6,0-7,8	6,8
Содержание ионов, мг/дм³	Cl ⁻	63	84	74611-444598	129147	31	36	85070-146104	115478	26	35	96306-170610	134360
	SO ₄ ²⁻	63	84	0-7374	291	31	36	0-133	37	26	35	0-6460	349
	HCO ₃ ⁻	63	84	4-701	231	31	36	61-537	273	26	35	122-1220	271
	Ca ²⁺	63	84	92-2505	1495	31	36	770-2238	1348	26	35	1084-2505	1384
	Mg ²⁺	63	84	616-5470	1150	31	36	637-1803	1127	26	35	748-3769	1113
	Na ⁺ +K ⁺	63	84	44355-95542	77402	31	36	51808-91583	71613	26	35	58834-104298	83804

Продолжение таблицы 2.3.4

Наименование			Объект - II										Объект - III					
			Промежуточный горизонт			II - неокомский горизонты			I+II - неокомский горизонты				Среднеюрский горизонт					
			Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение				
			скв	проб			скв	проб			скв	проб						
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29		
Газосодержание, м3/м3																		
Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)																		
Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.)																		
Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)																		
Объемный коэффициент, доли ед.																		
Плотность, г/см³			3	3	1,133-1,153	1,141	16	26	1,09-1,158	1,145	4	5	1,138-1,164	1,152	16	22	1,154-1,198	1,190
Вязкость, мПа·с																		
Общая минерализация, г/дм³			3	3	202,4-234,7	214,4	16	26	133,1-278,4	218,3	4	5	190,4-254,3	220,0	16	22	230,9-292,9	278,4
Примеси, мг/дм3																		
Водородный показатель (pH)			3	3	6,1-7,0	6,5	16	26	6,0-7,5	6,8	4	5	6,8-7,1	6,9	16	22	6,2-7,3	6,8
Содержание ионов, мг/дм³	Cl	3	3	122741- 140502	129609	16	26	80979- 189060	133736	4	5	115922- 152448	133401	16	22	14360- 177293	162452	
	SO4 ⁻	3	3	19-535	277	16	26	0-285	41	4	5	0-1943	536	16	22	0-1731	669	
	HCO3 ⁻	3	3	146-305	236	16	26	31-6256	483	4	5	146-2074	633	16	22	15-473	268	
	Ca ⁺⁺	3	3	1409-1803	1614	16	26	1190-2950	1522	4	5	1202-4516	1970	16	22	55-1353	715	
	Mg ⁺⁺	3	3	1045-1102	1080	16	26	912-10789	1498	4	5	912-2375	1293	16	22	59-1702	580	
	Na ⁺ +K ⁺	3	3	76389- 91132	81709	16	26	49062- 89137	81037	4	5	71667- 90917	82258	16	22	9205- 113735	103892	

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

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

В данном подразделе анализируются специальные исследования по скважине №301 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»). Далее приводится анализ результатов экспериментов.

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

Таблица 2.4.1 – Виды проведенных специальных исследований (скважина №301)

Вид исследования	Количество
Кривые капиллярного давления, образец	4
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, модель/образец	3/9
Коэффициент вытеснения нефти водой, модель/образец	4/11

Определение относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода». Эксперимент проводился на 3 моделях из 9 образцов керна скважины №301. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скважина №301)

Номер модели	Номер образца	Глубина, м	Горизонт	Данные по керну		Результаты эксперимента				
				Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Остаточная водонасыщенность S_{wir} , доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность S_{or} , доли ед.	Относительная проницаемость по воде при S_{or} , доли ед.	Относительная проницаемость по нефти при S_{wir} , доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.
1	011701016J02H; 011701017J01H; 011701017J03H	855,38; 856,17; 856,87	Ю-II	37,99	1946,67	0,246	0,169	0,219	1	0,78
2	011701022J02H; 011701022J03H; 011701023J02H	887,54; 887,79; 888,59	юра	37,97	1846,67	0,297	0,23	0,219	1	0,67
3	011701011J02H; 011701011J03H; 011701012J02H	850,42; 850,74; 851,58	Ю-II	36,05	1586,67	0,287	0,228	0,151	1	0,68

По результатам определения относительных проницаемостей, остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,246-0,297 доли ед., в среднем составляя 0,277 доли ед. Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 2.4.1.

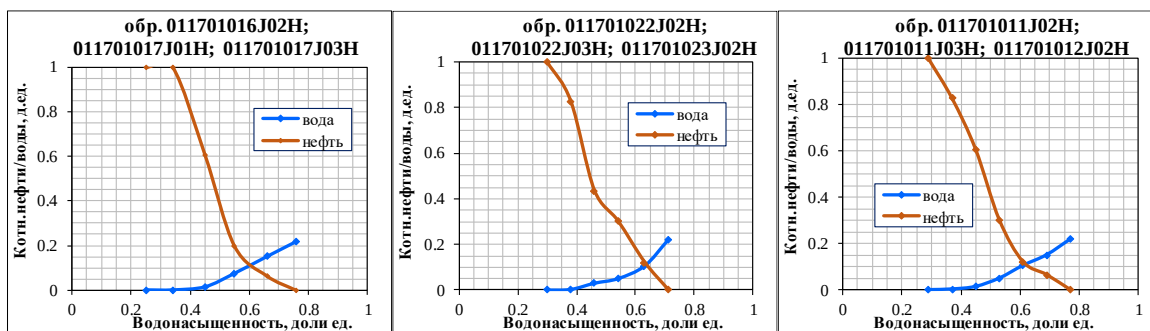


Рис. 2.4.1 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. 301)

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

Определение коэффициента вытеснения в системе «нефть-вода». Коэффициент вытеснения нефти определялся по 11 образцам (скв. №301), из которых были скомпонованы 4 модели пласта. Коэффициент вытеснения нефти изменяется в диапазоне 0,60÷0,80 доли ед., в среднем составляя 0,73 доли ед. (таблица 2.4.3).

Таблица 2.4.3 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ скв.	№ модели	№ образца	Горизонт	Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
301	4	011701012J01H; 011701013J02H; 011701020J02H	Ю-П	851,07; 852,44; 859,55	35,49	1626,67	0,263	0,147	0,801
301	5	011701014J01H; 011701015J01H; 011701017J02H	Ю-П	853,73; 854,06; 856,6	33,89	1449	0,282	0,209	0,709
301	8	011701024J03H; 011701025J02H; 011701026J02H	юра	889,88; 890,38; 891,54	36,24	1176,33	0,251	0,154	0,79
301	6	011701011J01H; 011701013J01H	Ю-П	850,05; 852,18	31,69	1185	0,27	0,294	0,597

В таблице 2.4.4 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта.

Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта (горизонт Ю-П)

Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
						для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности и связанной водой
ЧНЗ	Количество определений	4	4	4	4	3	3
	Среднее значение	1359,25	0,267	0,201	0,724	0,196	1
	Интервал изменения	1176,33-1626,67	0,251-0,282	0,147-0,294	0,597-0,801	0,151-0,219	-

В этой таблице использованы экспериментальные данные по определению коэффициента вытеснения нефти водой и относительной фазовой проницаемости.

По результатам эксперимента значения Sw_{ir} варьируются от 0,251 до 0,282 доли ед., среднее значение равно 0,267 доли ед., S_{or} – от 0,147 до 0,294 доли ед. и характеризуется средним значением 0,201 доли ед. Значения коэффициента вытеснения нефти водой изменяются от 0,597 до 0,801 доли ед., составляя в среднем 0,724 доли ед.

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой) рекомендуются использовать в гидродинамических расчетах.

2.5 Запасы нефти и газа

Впервые подсчет запасов нефти и газа на месторождении С.Балгимбаев (Мартыши) произведен в 1966г по результатам бурения 33-х скважин (Протокол №4891 от 20.05.1966г., г. Москва), после которого четырежды, в 1992г., 1996г., 2005г., 2014г. были проведены пересчеты запасов. [32]

В 2014г ТОО «КазНИГРИ» выполнил «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов УВ месторождения С.Балгимбаев...» (ГКЗ РК Протоколом №1476-14-У от 31.10.2014г).

В 2018 г. составлен проект Горного отвода на месторождении, с целью корректировки существующего контура Горного отвода.

В 2022 году в связи с тем, что извлекаемые запасы I, II, III эксплуатационного объекта, объединяющего аптский, апт-неокомский, I-неокомский, промежуточный, II-неокомский, Ю-I, Ю-II, Ю- III, Ю-IV горизонтов были выработаны (отбор от начальных извлекаемых запасов нефти 96,8%), Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнил «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения С.Балгимбаев...».

Ниже в таблице 2.5.1 приведены запасы нефти и растворенного газа.

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

Наименование периода	Горизонт	Поле/блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см3	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Коэффициент нефтеизвлечения	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти на дату 01.01.2026г., тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Газосодержание пластовой нефти, м³/т	Начальные запасы растворенного газа, млн. м³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³	Добыча растворенного газа на 01.01.2026г., млн. м³	Остаточные запасы растворенного газа млн.м³		
								Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный						балансовые	извлекаемые					балансовые	извлекаемые	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
ПЗ-2014г, ПИЗ-2022г	Южное крыло																							
	К1а	Юж. поле	Н	С1	861	3,59	3094	0,291	0,575	0,9452	0,8903	436	0,545	238				22	10	5,2				
			ВН		352	2,06	724	0,291	0,575	0,9452	0,8903	102	0,545	56				22	2	1,2				
	Итого по гор. К1а				С1	1213	3,2	3840				538	0,545	293					12	6,5				
	К1а-пс	Южное поле	ГН	А	245	7,04	1725	0,307	0,853	0,9452	0,8903	380	0,545	207				22	8	4,6				
			Н		7075	9,26	65497	0,307	0,853	0,9452	0,8903	14433	0,545	7871				22	318	173,2				
			ВН		1213	5,21	6319	0,307	0,853	0,9452	0,8903	1393	0,545	759				22	31	16,7				
					8533		73541					16206		8837					357	194,4				
		Сев. вост. поле	Н	А	2086	7,08	14770	0,307	0,788	0,9533	0,8917	3037	0,545	1656				22	67	36,4				
			ВН		290	4,42	1279	0,307	0,788	0,9533	0,8917	263	0,545	143				22	6	3,2				
					2376		16049					3300		1800					73	39,6				
		Юго-западное поле	Н	А	830	6,9	5729	0,307	0,779	0,9579	0,8945	1174	0,545	640				22	26	14,1				
	ВН		594		4,26	2531	0,307	0,779	0,9579	0,8945	519	0,545	283				22	11	6,2					
			1424			8260					1693		923					37	20,3					
	Итого по гор. К1а-пс				А	12333	7,93	97850					21199	0,545	11560					467	254,3			
	I - пс	Юж. поле	Н	А	5875	2,72	15961	0,261	0,596	0,9524	0,8893	2103	0,545	1147				19	40	21,8				
			ВН		128	1,25	161	0,261	0,596	0,9524	0,8893	21	0,545	12				19	0,4	0,2				
					6003		16122						2124		1158					40,0	22,0			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ПЗ-2014г, ПИЗ-2022г	I - пс	Сев.- вост. поле	Н	А	1291	2,66	3436	0,263	0,581	0,9533	0,8903	446	0,545	243				19	8,0	4,6			
			ВН		165	1,39	230	0,263	0,581	0,9533	0,8903	30	0,545	16				19	0,6	0,3			
					1456		3666					476		259					9,0	4,9			
		Юго- зап. поле	Н	А	411	2,22	915	0,26	0,595	0,9653	0,8906	122	0,545	66				19	2,3	1,3			
			ВН		71	1,22	87	0,26	0,595	0,9653	0,8906	12	0,545	7				19	0,2	0,1			
					482		1002					134		73					3,0	1,4			
		Итого по гор. I - пс		А	7941	2,62	20790					2734	0,545	1490					52,0	28,3			
		Итого по I объекту		А	20274		118640					23933		13050					519,0	282,6			
				С ₁	1213		3840					538		293					12,0	6,5			
				А+С ₁	21487		122480					24471	0,545	13343	12505,6	11965,4	837,4		531	289	235	296	54
	Промежуточный горизонт	Юж. Поле р-н скв.124	Н	А	548	2,62	1437	0,256	0,708	0,9756	0,8888	226	0,697	158				12	2,7	1,9			
			ВН	А	39	1,25	49	0,256	0,708	0,9756	0,8888	8	0,697	5				12	0,1	0,1			
		р-н скв. 72	Н	С ₂	35	0,85	30	0,256	0,708	0,9756	0,8888	5	0,523	2				12	0,1	0,0			
		р-н скв. 73	Н	С ₁	93	1,83	170	0,256	0,708	0,9756	0,8888	27	0,697	19				12	0,3	0,2			
		р-н скв.65	Н	С ₂	216	0,75	162	0,256	0,708	0,9756	0,8888	25	0,523	13				12	0,3	0,2			
			ВН	С ₂	43	0,37	16	0,256	0,708	0,9756	0,8888	3	0,523	1				12	0,0	0,0			
		р-н скв. 81	Н	С ₂	30	1,05	31	0,256	0,708	0,9756	0,8888	5	0,523	3				12	0,1	0,0			
		р-н скв.129а	Н	С ₂	18	0,5	9	0,256	0,708	0,9756	0,8888	1	0,523	1				12	0,0	0,0			
		Итого по Южному полю		А	587		1486					234		163					3,0	2,0			
				С ₁	93		170					27		19					0,3	0,2			
				А+С ₁	680		1656					261		182					3,0	2,0			
				С ₂	342		248					39		20					0,6	0,2			

Продолжение таблицы 2.5.1

редовные работы 2022г																								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
ПЗ-2014г, ПИЗ-2022г	Промежуточный горизонт	Сев-вост. поле р-н скв.145	Н	А	308	2,9	894	0,267	0,682	0,9756	0,889	141	0,697	98				12	1,7	1,2				
			ВН	А	74	2,07	152	0,267	0,682	0,9756	0,8890	24	0,697	17				12	0,3	0,2				
		р-н скв.209	Н	С ₂	32	1	32	0,267	0,682	0,9756	0,8890	5	0,523	3				12	0,1	0,0				
			р-н скв. 37	Н	С ₂	68	1,1	75	0,267	0,682	0,9756	0,8890	12	0,523	6				12	0,1	0,1			
		ВН		С ₂	11	1,06	12	0,267	0,682	0,9756	0,8890	2	0,523	1				12	0,0	0,0				
		Итого по Северо-Восточному полю		А	382		1046					165		115					2	1,4				
				С ₁	-		-					-		-					-	-				
				С ₂	111		119					19		10					0,2	0,1				
		Ю-Зап. поле р-н скв.24	Н	С ₂	48	0,85	41	0,26	0,541	0,9756	0,8888	5	0,523	3				12	0,1	0,0				
		р-н скв. 36	Н	С ₂	35	1,6	56	0,26	0,541	0,9756	0,8888	7	0,523	4				12	0,1	0,0				
		Итого по Юго-Западному полю		А	-		-					-		-					-	-				
				С ₁	-		-					-		-					-	-				
				С ₂	83		97					12		6					0,1	0,1				
	Итого по промежуточному горизонту			А	969		2532					399		278					4,8	3,3				
				С ₁	93		170					27		19						0,3	0,2			
				А+С ₁	1062	2,54	2702					426	0,697	297						5,1	3,6			
				С ₂	536		464					70	0,523	36						0,9	0,3			
	II - пс	Юж. поле	Н	А	3348	6,36	21293	0,293	0,792	0,9550	0,8898	4199	0,697	2927				24	101	70,2				
			ВН		449	4,01	1798	0,293	0,792	0,9550	0,8898	355	0,697	247				24	9	5,9				
					3797		23091					4554		3174					110	76,2				
		Сев.-вост. поле	Н	А	514	5,23	2688	0,295	0,769	0,9670	0,9029	532	0,697	371				24	13	8,9				
			ВН		290	2,86	832	0,295	0,769	0,9670	0,9029	165	0,697	115				24	4	2,8				
					804		3520					697		486					17	11,7				
	Итого по II Кис горизонту			А	4601	5,78	26611					5251	0,697	3660					127	87,8				

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
ПЗ-2014г. ПИЗ-2022г.	III - пс	Юж-ное поле	Н	C ₂	919	3,08	2836	0,304	0,564	0,9550	0,8898	413	0,523	216				24	10,0	5,2				
			ВН	C ₂	197	1,79	352	0,304	0,564	0,9550	0,8898	51	0,523	27				24	1,0	0,6				
				C ₂	1116		3188					464		243					11,0	5,9				
	III - пс	Сев-вост. поле	ВН	C ₂	37	0,60	22	0,260	0,525	0,9670	0,9029	3	0,523	2				24	0,1	0,02				
	Итого по III К _{1пс} горизонту			C ₂	1153	2,78	3210					467	0,523	244					11,1	0,0				
	Итого по II объекту			A	5570		29143					5650		3938					132	91				
				C ₁	93		170						27		19					0,3	0,2			
				A+C ₁	5663		29313					5677	0,697	3957	3374,0	2303	583		132	91	61	71	30	
				C ₂	1153		3210					537	0,523	281					12	0,3				
	Итого по Южному крылу			A	25844		147783					29583		16988					651	374				
				C ₁	1306		4010						565		312					12	7			
				A+C ₁	27150		151793						30148		17300					663	381			
				C ₂	1689		3674						537		281					12	0,3			
	Северное крыло																							
	Ю-I	I бл.	ВН	C ₁	291	7,27	2117	0,295	0,642	0,8713	0,8214	287	0,701	201					26	7	5,2			
		II бл.	ВН	C ₁	319	4,9	1571	0,295	0,642	0,8713	0,8022	208	0,701	146					26	5	3,8			
	Итого по горизонту Ю-I			C ₁	610	6,05	3688					495	0,701	347					12	9,0				
	Ю-II	I бл.	ВН	C ₁	132	4,79	635	0,291	0,655	0,8713	0,8214	87	0,701	61					26	2	1,6			

Продолжение таблицы 2.5.1

редложения ПИЗ-2022г																									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
ПЗ-2014г, ПИЗ-2022г	Ю-III	I бл.	Н	C ₁	523	6,24	3531	0,277	0,655	0,8897	0,8214	468	0,701	328				26	12,0	8,5					
			ВН		306	4,06	1241	0,277	0,655	0,8897	0,8214	165	0,701	116				26	4,0	3,0					
		II бл.	Н	C ₁	49	3,43	169	0,277	0,655	0,8897	0,8022	22	0,701	15				26	1,0	0,4					
			ВН		263	2,89	759	0,277	0,655	0,8897	0,8022	98	0,701	69				26	2,5	1,8					
	Итого по горизонту Ю-III				C ₁	1141	5,00	5700					753	0,701	528				19,5	13,7					
	Ю-IV	I бл.	Н	C ₁	152	5,54	840	0,29	0,665	0,8897	0,8214	118	0,701	82,9				26	3,0	2,2					
			ВН	C ₁	310	3,98	1235	0,29	0,665	0,8897	0,8214	174	0,701	121,9				26	4,5	3,2					
	Итого по горизонту Ю-IV				C ₁	462	4,49	2075					292	0,701	205					7,5	5,3				
	Итого по Северному крылу (III объект)				A	-		-					-		-					-	-				
					C ₁	2345		12098						1627	0,701	1140	894,4	732,6	245,6		41	30	14	27	16
	Итого по всему месторождению				A	25844		147783					29583		16988					651	374				
					C ₁	3651		16108						2192		1452					53	36			
					A+C ₁	29495		163891						31775	0,580	18440	16774,0	15001	1666		704	410	310	394	100
					C ₂	1689		3674						537	0,523	281					12	0,3			

Таблица 2.5.2– Величина подсчетных параметров и запасов свободного газа

Наименование периода	Горизонт	Поле	Зона	Категория запасов	Площадь газоности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.		Поправка		Поправка на отклонение от закона Бойля Мариотто	Балансовые запасы газа, млн.м ³	Накопленная добыча газа на 01.01.2022г. млн.м ³	Остаточные балансовые запасы газа,млн.м ³
								Открытой пористости	Газонасыщенности	на температуру	отклонение от закона Бойля Мариотто				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПЗ-2014г	Южное крыло														
	К1а-пс	Южн. поле	ГН	С1	245	1,99	489	0,307	0,853	65,4	0,967	1,14	9		
	Итого по гор. К1а-пс			С1	245		489						9	-	-
	Итого по всему месторождению			С1	245		489						9	-	-

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

3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетического состояния залежей

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

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

Исследования проводились организацией ТОО «Алстрон» и собственными силами ЦИР НГДУ «Жаиыкмунайгаз», Полученные в ходе исследования, данные интерпретировались при помощи специализированных программных продуктов «PanSystem», «Saphir» и «ГДИ-эффект».

Регистрация изменения давления при исследованиях замерялись глубинными манометрами марки «АМТ-108», «PPS-25» и «САМТ».

Исследования методом восстановления уровня КВУ, проводились следующим образом: после записи рабочего режима скважины останавливались на несколько суток, для восстановления уровня до статического. Подъём уровня и рост столба жидкости, сопровождается увеличением забойного давления. После полного прекращения притока и восстановления уровня, выполняют замер статического уровня, из которого расчетным путем получают пластовое давление. Замеры изменения статического, динамического уровней и затрубного давления выполнены прибором «СУДОС – автомат 2».

Общее количество проведенных исследований за анализируемый период следующие:

- 2 исследования КВД по 2 скважинам;
- 5 исследование КПД по 5 скважинам;
- 3 исследования методом установившихся отборов (МУО) по 3 скважинам.

Результаты проведенных исследований КПД на скважинах №187 (28.02.2020г) носят недостоверный характер. Так же были проведены два неуспешных исследования КВУ (№207) и МУО (№123). Причиной этому послужили нестабильное поведение забойного давления во время исследований, нехарактерные изменения забойного давления с изменением дебита и числа качаний, не установление режима для получения фактических данных и низкое качество аппроксимации.

Длительность исследования КПД, проведенного в скважине №87 составила 124,9 часов. После 90 часов исследования КПД по замеру отмечается резкое изменение тренда падения давления, вероятно, связанное с негерметичностью устьевой арматуры скважины. Поэтому было принято решение для интерпретаций использовать обрабатываемый участок с длительностью 90 часов. В связи с этим, результаты данного исследования КПД носят лишь оценочный характер.

Распределение проведенных ГДИС по объектам за анализируемый период и за весь период разработки месторождения приведены в таблице 3.3.1-3.3.2.

В целом, по месторождению, гидродинамические исследования охватывают около 50% фонда добывающих скважин. Качество выполняемых исследований на месторождении удовлетворительное, преобладающее число добывающих скважин – это механизированный фонд, что в свою очередь при проведении сложных ГДИС вызывает некоторые трудности. Это связано, во-первых, с невозможностью спуска глубинного манометра, во-вторых, с допущением заметных погрешностей при прослеживании уровня, то есть невозможности точно пересчитать уровни и забойные давления, так как неправильный учет плотности флюида дает большие погрешности. Допускаются некоторые погрешности, в связи с обводненностью продукции добывающих скважин, различной продолжительностью остановки скважин при регистрации статических уровней и т.д. Также, особо важное значение, имеет нестабильное поведение скважин, связанное с циклической работой насоса и ограничениями в выборе режима работы скважины, связанными с возможностями конкретного насоса по регулировке депрессии на пласт при исследованиях на установившихся режимах. Поэтому, полученные значения имеют лишь оценочный характер и используются для обобщенного анализа.

Таблица 3.1.1 - Распределение проведенных гидродинамических исследований по объектам за период 2024-2026гг

Объект	Всего	Количество исследований / Количество скважин		
		КВД	КПД	МУО
I объект	7/7	1/1	5/5	1/1
II объект	-/-	-	-	-
III объект	3/3	1/1	-	2/2
Всего	10/10	2/2	5/5	3/3

Таблица 3.1.2 - Распределение проведенных гидродинамических исследований по объектам за весь период разработки

Объект	Всего	Количество исследований / Количество скважин			
		КВУ	КПД	МУО	КВД
I объект	263/196	95/74	44/26	121/93	3/3
II объект	112/87	41/33	18/12	53/42	0/0
III объект	54/43	29/24	0/1	24/17	1/1
Всего	429/326	165/131	62/39	198/152	3/3

I объект (апт-неокомские и I неокомский горизонт). За весь период разработки по данному объекту проведено 121 исследование МУО, 95 исследований КВУ, 44 исследований КПД и 3 исследования КВД, всего исследовано 196 скважин.

По результатам исследований, среднее значение проницаемости составило $665,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, при интервале изменения $12,04\text{--}2522,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Широкий интервал изменения проницаемости, указывает на определенную неоднородность свойств пластов. Сравнивая полученные значения с проектными, можно проследить увеличение проницаемости. Причиной этому служит увеличение охвата исследованиями по фонду добывающих скважин и, соответственно, уточнение и дополнение неоднородности по площади. Наиболее высокое значение проницаемости зафиксировано в районе скважины №53, расположенное на Южном поле. Относительно низкие значения проницаемости получено по скважине №187. Среднее значение удельной продуктивности составляет $1,08 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$, диапазон изменяется от 0,12 до $6,31 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$. Коэффициент продуктивности находятся в интервале от 0,32 до $15 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, в среднем составляя $3,46 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. По результатам проведенных исследований КПД, среднее значение коэффициента приемистости по нагнетательным скважинам – $59,71 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

II объект (промежуточный, II неокомский горизонты Южного крыла).

По данному объекту, проведено 53 исследований МУО, 41 исследований КВУ и 18 исследований КПД, всего исследовано 87 скважин.

По результатам исследований получены следующие параметры: проницаемость изменяется от $44,0\text{--}3724,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $636,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, Пьезопроводность изменяется от 0,014 до $0,74 \text{ м}^2/\text{с}$, в среднем составляя $0,41 \text{ м}^2/\text{с}$.

Удельный коэффициент продуктивности изменяется в интервале от 0,08 до $7,77 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем $1,13 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$. Коэффициент продуктивности находятся в интервале от 0,3 до $15 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, в среднем составляя $3,32 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. По результатам проведенного КПД, значение коэффициента приемистости по нагнетательным скважинам – $81,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

На месторождение, имеются скважины №№38,146,147,226, которые эксплуатируются совместно на 2 объектах. По этим скважинам проведено 1 исследование КВУ, 1 исследование КПД и 2 исследования МУО.

По результатам исследований, проницаемость в среднем составила $207,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, изменяясь в интервале от 71 до $351,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, Пьезопроводность определен только по скважине №38 и составило $0,56 \text{ м}^2/\text{с}$. Удельный коэффициент продуктивности в среднем составляет $3,6 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$, изменяясь от 0,41 до $7,36 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$. По

результатам проведенного КПД, значение коэффициента приемистости по нагнетательным скважинам – $75,205 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

В 2021г было проведено исследование МУО в скважине №232. Для проведения исследовательских работ в скважине установлено устройство "СУДОС-автомат 2". В ходе исследования поочередно применялись 3 различных режима. По результатам исследований была построена индикаторная кривая, по наклону которой определен коэффициент продуктивности. Интерполированное по исследованию пластовое давление ($P_{пл}$) на глубине 681м равно 78.04 атм (Рис. 3.1.1). Результаты, полученные по исследованию, представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 - Результаты гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) скважины №232

Режим	Ч/к	Дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	Обводненность, %	Дебит нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$	$P_{заб}$, атм	$P_{пл}$, атм	Депрессия, атм	$K_{прод}$ по жидкости, $(\text{м}^3/\text{сут})/\text{атм}$	$K_{прод}$ по нефти, $(\text{м}^3/\text{сут})/\text{атм}$
I режим	2,8	4,2	80	0,84	51,57	78,04	26,47	0,16	0,03
II режим	3,6	4,5	82	0,81	50,04	78,04	28,00	0,16	0,03
III режим	5	5,4	82	0,97	44,15	78,04	33,89	0,16	0,03

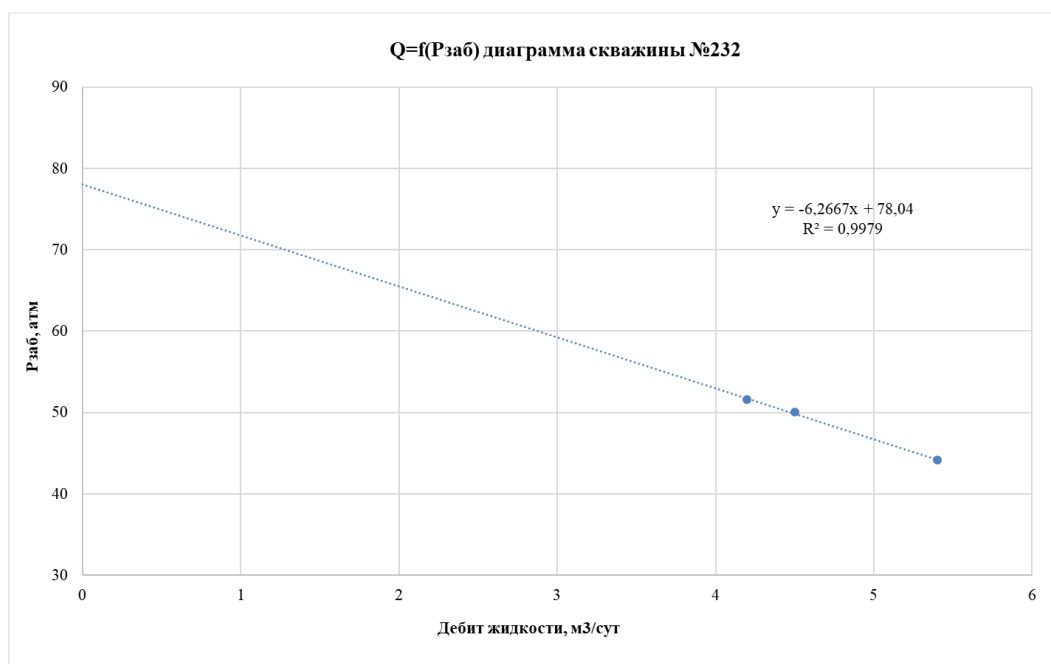


Рис. 3.1.1 – Индикаторная диаграмма по скважине №232

III объект (Среднеюрские горизонты Северного крыла).

Данный объект разрабатывается 22 добывающими скважинами на естественном режиме. За весь период разработки по данному объекту проведено 29 исследований КВУ, 24 исследований МУО и 1 исследование КВД. По результатам проведенных исследований, значение проницаемости изменяется от $4,45$ до $869,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, составляя в среднем $375,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В результате исследования КВУ выявлено, что район скважин №№101а, 102 расположенные в центральной части, обладают высокой пропускной

способностью. В районе данных скважин, значение проницаемости – $742,56 \cdot 10^{-3}$ мкм², удельный коэффициент продуктивности – $2,01 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$. Относительно низкое значение проницаемости, получено по скважине №230. Пьезопроводность в среднем составляет $0,47 \text{ м}^2/\text{с}$.

В целях определения коэффициента продуктивности и режима эффективной работы скважины в 2021г по скважине №239 было проведено исследование МУО. Для проведения исследовательских работ в скважине установлено устройство "СУДОС-автомат 2". В ходе исследования поочередно использовались 3 различных режима. Интерполированное по исследованию давление пласта (Рпл) на глубине 867м равно 74.81 атм (Рис.3.1.2). Результаты, полученные по исследованию, представлены в таблице 3.1.4. Согласно полученным данным, средний коэффициент продуктивности по жидкости равен $0,55 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$, по нефти – $0,11 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$.

Таблица 3.1.4 - Результаты гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) скважины №239

Режим	Ч/к	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Дебит нефти, м ³ /сут	Р _{заб} , атм	Р _{пл} , атм	Депрессия, атм	К _{прод} по жидкости, (м ³ /сут)/атм	К _{прод} по нефти, (м ³ /сут)/атм
I режим	4	19,0	80	3,80	35,25	74,81	39,56	0,48	0,10
II режим	3,5	16,4	80	3,28	50,12	74,81	24,69	0,66	0,13
III режим	3	9,3	78,3	2,02	55,97	74,81	18,84	0,49	0,11

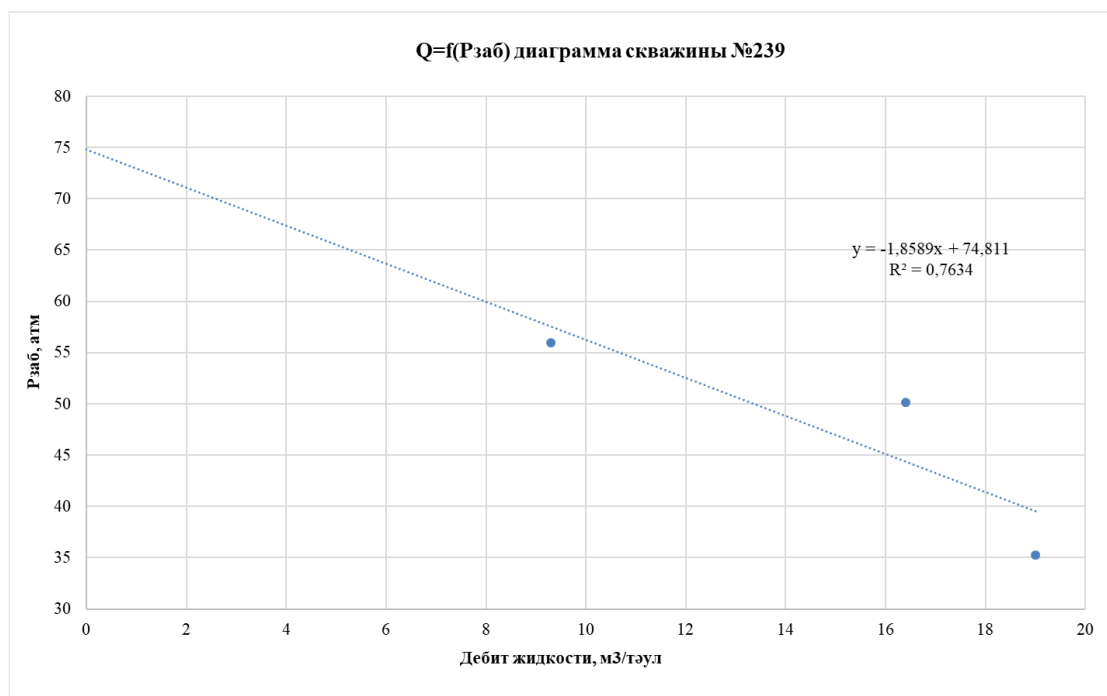


Рис. 3.1.2 – Индикаторная диаграмма по скважине №239

Таблица 3.1.5 - Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам

I объект				
Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	59	101	0,01-10,06	1,47
Удельная продуктивность, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$	52	80	0,12-6,31	1,08
Гидропроводность, $10^{-3} \cdot \text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$	58	87	0,0033-3577,0	259,1
Пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$	40	60	0,00176-1,91	0,39960
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	88	96	11,81-2522,46	679,8
II объект				
Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	6	7	0,24-40,47	9,47
Удельная продуктивность, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$	15	18	0,08-7,77	1,13
Гидропроводность, $10^{-3} \cdot \text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$	3	4	256-4450	2354,6
Пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$	3	4	0,166-3,07	1,455
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	12	6	43,17-805,87	349,5
III объект				
Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	8	13	0,001-2,532	0,510
Удельная продуктивность, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$	16	28	0,10-6,83	1,25
Гидропроводность, $10^{-3} \cdot \text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$	8	10	0,153-609	901,143
Пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$	8	10	0,00468-0,664	0,10689
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	11	6	16,84-435,96	179,3

Таким образом, в целом качество и количество проведенных ГДИС исследований удовлетворительное. По некоторым скважинам, основные фильтрационные параметры не были определены. Причиной, которых являются как низкий динамический уровень, так и неоднозначность расчетных забойных давлений, в связи с колебаниями уровня жидкости в затрубном пространстве и отсутствие периодичности замеров для корректировки расчетов.

Характеристика энергетического состояния залежей

Оценка энергетического состояния нефтяных и газонефтяных залежей месторождения С.Балгимбаев, проводилось с использованием результатов замеров статических и динамических уровней, также, для анализа использованы расчётные пластовые давления по результатам МУО, КВУ и результаты КПД.

В настоящий момент, добывающие скважины на месторождении, эксплуатируются механизированным способом – штанговыми глубинными насосами, что усложняет выполнение прямых глубинных замеров пластового и забойного давления, в процессе работы скважин. Поэтому, в скважинах месторождения в основном проводятся замеры динамических и статических уровней.

По большинству скважинам, текущие пластовые давления, определены расчетным путем с использованием корректных замеров статических уровней жидкости. Как известно, что при определении пластового давления, огромные погрешности допускаются при учете плотности жидкости. Как видно из формулы (2), плотность жидкости напрямую

зависит от обводненности. Из этого вытекает, что чем больше обводненность продукции, тем больше плотность жидкости, соответственно расчетные давления имеют большое значение. Учитывая вышеизложенное, полученные результаты необходимо принимать как оценочные и использовать для обобщенного анализа.

Пересчет статических уровней в пластовые давления на отметке начального ВНК (I объект – 708,2 м, II объект – 701,7 м) произведен следующим образом.

$$P_{\text{прив}} = P_{\text{зам}} + 0.1 \cdot \rho_{\text{жс}} \cdot (H_{\text{прив}} - H_{\text{зам}}) \quad (1)$$

где

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

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

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

W – обводненность продукции, %;

0.1 – градиент давления воды, атм/м;

Для оценки энергетического состояния месторождения по состоянию 01.01.2026г, были построены карты изобар по I, II, III объектам (граф.прил. №19).

Количество проведенных замеров по эксплуатационным объектам с 01.01.2024г по 01.01.2026г приведено в таблице 3.1.6. Как видно из таблицы количество проведенных замеров удовлетворительное. Количество проведенных замеров по объектам за 2024-2026гг представлены в таблице 3.1.6.

Таблица 3.1.6 - Количество проведенных замеров по объектам за 2024-2026гг

Вид замера		Объекты			В целом
		I	II	III	
Замеры статического уровня	кол. изм.	144	20	15	179
Замеры динамического уровня	кол. изм.	2 497	682	535	3 714

Значения начальных и текущих пластовых давлений по объектам приведены в таблице 3.1.7. Как видно из данной таблицы, значительного снижения пластового давления практически по всем объектам не наблюдается.

Таблица 3.1.7 - Распределение начального и текущего пластового давления по объектам разработки

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Тек. пластовое давление, МПа	Снижение от начального, МПа
I	7,7	7,3	0,4
II	7,6	7,4	0,2
III	10,7	6,5	4,2

Ниже приведена характеристика энергетического состояния по объектам.

I объект включает в себя апт-неокомские и I неокомский горизонты. Начальное пластовое давление, приведенное на ВНК (абсолютная отметка – 708,2 м) составляет 7,7 МПа. Давление насыщения принято на уровне 4,0 МПа. При построении карты изобар, все

определения значение пластового давления пересчитывались на абсолютную отметку (-708,2 м).

Среднее текущее пластовое давление изменяется в интервале от 7,3-8,2 МПа и в среднем составляет 7,3 МПа, что ниже начального давления всего на 0,4 МПа. Забойное давление в среднем составляет 6,0 МПа.

За последние анализируемый период, пластовое давление не снижается и держится на одном уровне (рис. 3.1.3). Данный фактор подтверждает активность законтурных вод, т.е. I объект разрабатывается на активном водонапорном режиме с искусственным поддержанием пластового давления.

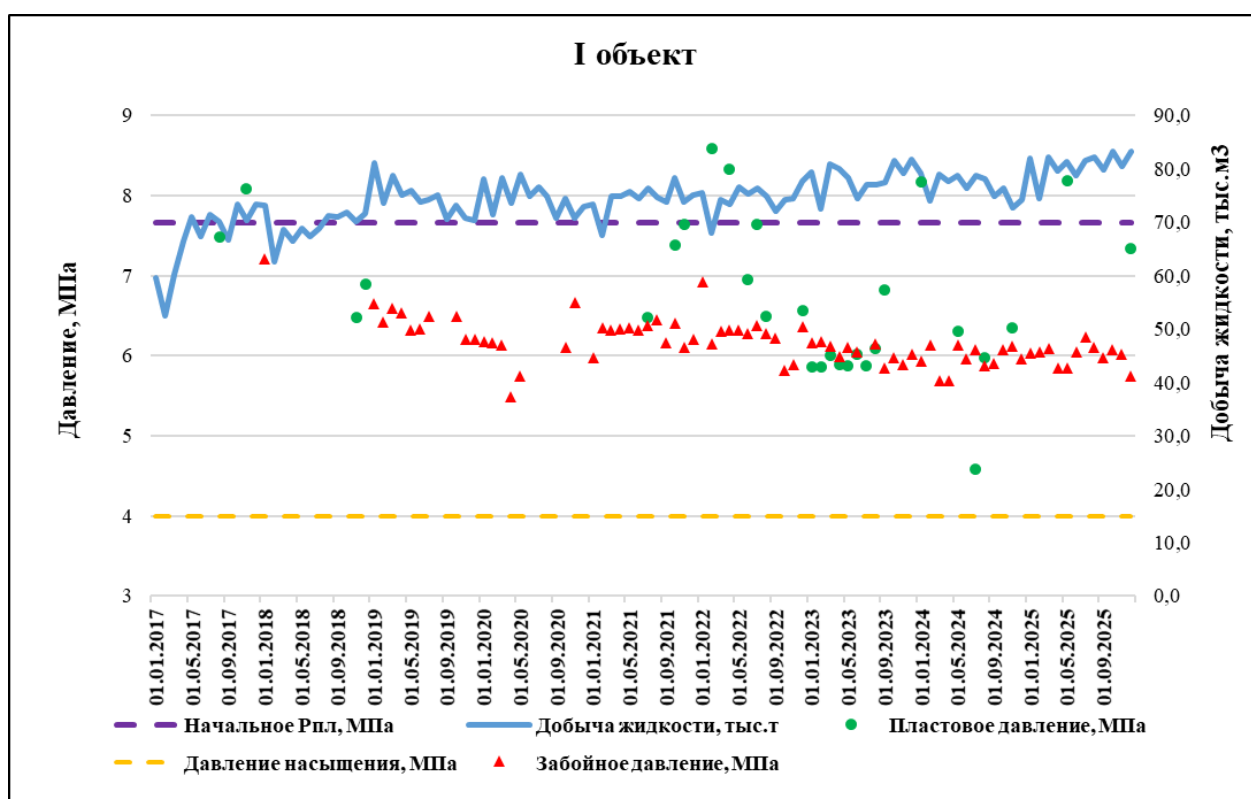


Рис. 3.1.3 – Динамика изменения пластового давления по I объекту

II объект. Начальное пластовое давление, приведенное на ВНК (абсолютная отметка – 701,7м) составляет 7,6 МПа. Давление насыщения принято на уровне 4,7 МПа. Текущее пластовое давление в среднем составляет 7,4 МПа, что ниже начального давления всего на 0,2 МПа. Текущее расчетное забойное давление составляет в среднем 5,9 МПа.

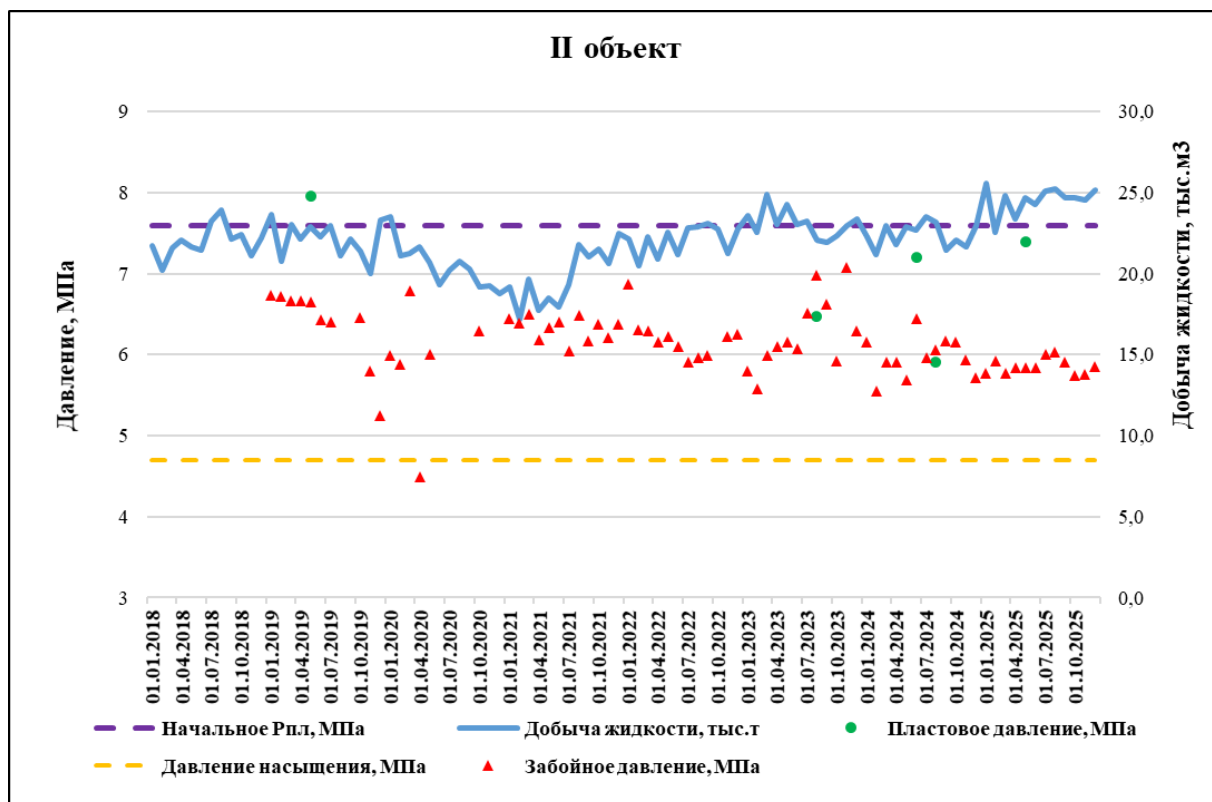


Рис. 3.1.4 – Динамика изменения пластового давления по II объекту

Как видно из рисунка 3.1.4, значения текущих пластовых давлений по сравнению с начальным пластовым давлением снизилось незначительно (в среднем на 0,2 МПа). В целом залежи II объекта на 01.01.2026г работают на искусственном водонапорном режиме. Стабильные значения пластовых давлений говорят об эффективности системы ППД. Исходя из этого, рекомендуется продолжить оптимизацию системы ППД, которая в дальнейшем поможет избежать быстрого темпа падения пластового давления.

III объект разрабатывается 22 добывающими скважинами. Начальное пластовое давление, приведенное на ВНК (абсолютная отметка – 933,03 м) составляет 10,7 МПа. Давление насыщения принято на уровне 1,4 МПа. Текущее пластовое давление составляет 6,5 МПа, что ниже от начального на 4,2 МПа. Практически все скважины III объекта охвачены замерами динамических уровней. Текущее расчетное забойное давление составляет в среднем 6,8 МПа.

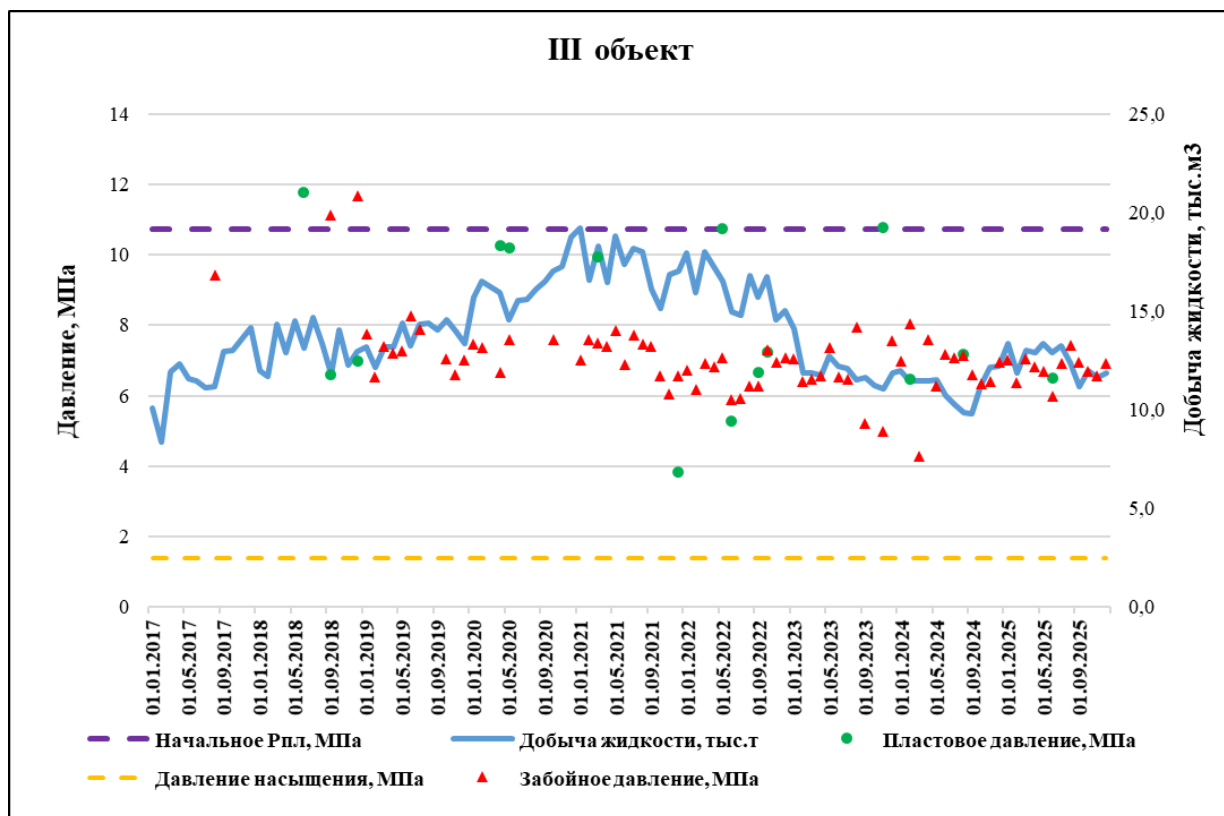


Рис. 3.1.5 – Динамика изменения пластового давления по III объекту

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения С.Балгимбаев», составленный Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2022г. Согласно проектному документу, были выделены 3 эксплуатационных объекта:

- **I объект** – аптский, апт-неокомский, I-неокомский горизонты Южного крыла;
- **II объект** – промежуточный, II-неокомский горизонты Южного крыла;
- **III объект** – среднеюрские горизонты Северного крыла.

На основе технико-экономических расчетов к реализации был принят 3 вариант, предусматривающий ввод новых скважин из бурения и выбытие добывающих скважин. Реализация данных проектных решений начата с 2022г.

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

По состоянию на 01.01.2026г весь пробуренный фонд месторождения составил 264 скважин. В добывающем фонде находятся 134 скважины, в том числе в действующем фонде – 128 скважин, в простое – 2 скважины и в бездействии – 6 скважин. Все скважины добывающего фонда эксплуатируются штанговыми глубинными насосами – 83 ед. (ШГН), линейными погружными штанговыми насосами – 32 ед. (ЛШПН) и ЭВН – 11 ед.

В нагнетательном фонде числится 17 скважин, в том числе действующем фонде – все 17 скважин. Ликвидированный фонд составляют 88 скважин, из которых 68 скважин ликвидированы по геологическим причинам, 20 – по техническим причинам. В водозаборном фонде числятся 4 скважины. В консервации находятся 5 скважины. Фонд наблюдательных скважин составляет 16 ед.

Распределение фонда скважин по объектам разработки и категориям по состоянию на 01.01.2026г представлено в таблице 3.2.1.

I объект

На дату составления отчета по объекту эксплуатационный фонд составляет 97 скважин. В добывающем фонде находятся 84 скважины, в т.ч 5 скважин (№№39, 99, 129а, 136, 236) эксплуатируются совместно со II объектом, скважина №136 находится в бездействии. Две скважины находятся в бездействии (№№24,255).

В нагнетательном фонде, находятся 12 скважин, в т.ч 2 скважины (№№ 97, 146) работают совместно со II объектом.

Фонд наблюдательных скважин составляет 11 ед. (№№ 1н, 2н, 9, 19, 41р, 126, 26, 57, 31, 59, 61) в т.ч 2 скважины (№147, 161) эксплуатируются совместно со II объектом.

II объект

Общий эксплуатационный фонд составляет 25 скважин. В добывающем фонде находятся 22 скважины, из которых 5 скважин (№№39, 99, 129а, 136, 236) эксплуатируются совместно с I объектом. В бездействии находятся две скважины №№74, 136.

В нагнетательном фонде числятся 5 скважины (№№ 86, 87, 210), из них скважины №№146, 97 работают совместно с I объектом.

Фонд наблюдательных скважин составляет 3 ед. (№128) из них 2 скважины (№147,161) эксплуатируются совместно со I объектом.

III объект

На дату анализа весь эксплуатационный фонд составляет 22 скважины, из которых две скважины (№108, 201) находятся в бездействии.

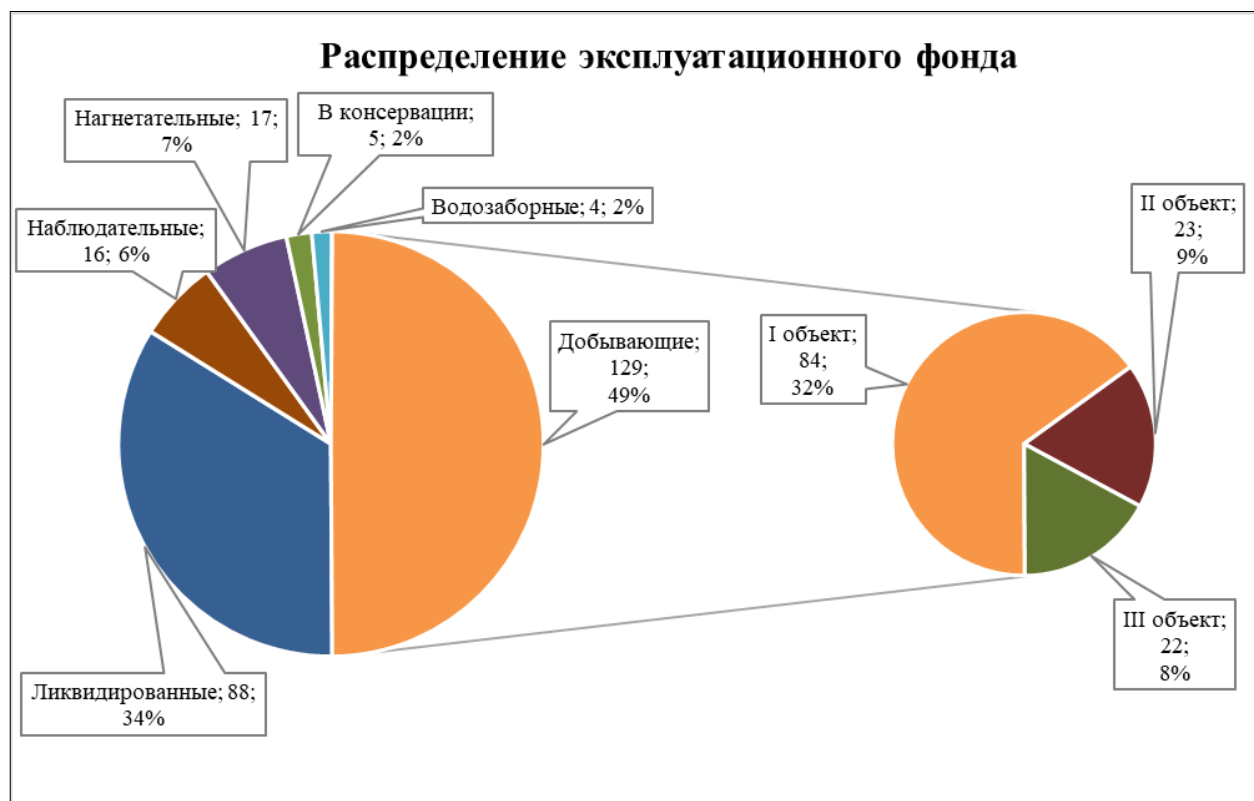


Рис. 3.2.1 – Характеристика фонда скважин

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

Фонд	Категори я		I объект				Всего по объекту	I+II объекты					Всего по объекту	II объект			Всего по объекту	III объект		Всего по объекту	Всего по месторожде нию	
	Горизонт ы		K1a	а-пс	а-пс + I пс	I - пс		А-пс+I пс+про меж.	а-пс+I пс+II пс	I пс + пром еж.	а-пс+ II пс	I пс+про меж.+I I пс		пром еж. + II пс	пром еж.	II пс		J2	J1			
Эксплуатационн ый фонд добывающих скважин	в т.ч. дающие продукцию:	ЛШПН	(81)	(79,92,94,117,123,177, 179,191,199,216,223,2 24,225)	(197,209)	(28,96,122,2 11,220,226)	22							(227)		(163,21 2)	3	(202,203,2 06,207,215)	(230,251)	7	32	
		ШПН	(76,8 0)	(1,3,20,29,32,38,43,44, 46,47a,48a,53,58,60,62 ,90,93,98,107,110,113, 114,115,116,131,132,1 39,166,175,176,178,18 9,190,237,253)	(78,84, 118,134, 142,165)	(88,105,162, 195,196,213, 231,232,233, 240,242)	54	(39)				(129a ,194)	(236)	4	(238)	(77,1 64,19 8)	(30,72, 75,95,9 9,111,1 21,217, 221)	13	(101a,204, 205,208,22 ,8,239,243)	(13,102,23 4,235,241)	12	83
		ЭВН	(193)	(42,246,247,248)		(85)	6										(245,25 0,252,2 54)	4		(244)	1	11
	в простое					160	1									(89)	1				2	
	в бездейств ии			(24)		(255)	2		(136)				1			(74)	1	(108,201)		2	6	
	Всего						85						5				22			22	134	
Эксплуатационн ый фонд нагнетательных скважин	в т.ч. действую щих			(10,22,52,83,141,169,1 71,172,174,180,187)	(6)		12		(97)	(146)		2	(87)		(86,210)	3				17		
	в бездейств ии																					
	Всего						12					2				3				17		
Контрольные скважины	Наблюдат ельные			9,19,41p,126,161,26,57,31,59,61,128,147,1n,2n,15,229																	16	
Водозаборный фонд	в бездейств ии			5,6,13,3014																	4	
	Всего																				20	
В консервации				222, 300p, 301p,302p, 73;																	5	
Фонд ликвидированн ых скважин	по геологически м причинам			2,11,30a,34,35,37,49,56,63,71,103,104,106,119,120,124,125,133,138,144,148,149,192,40,82,100,41a,112,130,137,4,12,14,16,21,33,5,17,27,36,54,66,91,170,173,140,ВП – 3;4;5;6;8;18;51, В-2; 3;4;7;8;10;11;12;14;15;16;17;18;19;20																	68	
	по технически м причинам			45,47,50,101,135,145,168,7,25,55,64,65,67,68,69, 70,127,23,129, В-9																	20	
Всего																					88	
				Всего пробуренный фонд																	264	

Анализ эксплуатационных показателей позволил условно распределить добывающие скважины по дебитам нефти на несколько групп. Распределение добывающих скважин по дебитам представлено на рисунках 3.2.2-3.2.4.

Основная доля скважин **I эксплуатационного объекта** в 2021г работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 22 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут, еще 12 скважин работают в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут и 3 скважины работают в группе с дебитами нефти больше 10 т/сут.

В 2022г 15 скважин работают в группе с дебитами нефти до 1 т/сут, 56 скважин работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут работают 11 скважин и 5 скважин работают в группе с дебитами нефти более 10 т/сут.

В 2023г 54 скважин I объекта работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 16 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут, еще 14 скважин работают в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут и 6 скважин работает в группе с дебитами нефти больше 10 т/сут.

В 2024г 11 скважин работают в группе с дебитами нефти до 1 т/сут, 60 скважин работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут работают 7 скважин и 6 скважин работают в группе с дебитами нефти более 10 т/сут.

На дату отчета 55 скважин I объекта работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 17 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут, еще 10 скважин работают в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут и 5 скважин работают в группе с дебитами нефти больше 10 т/сут.

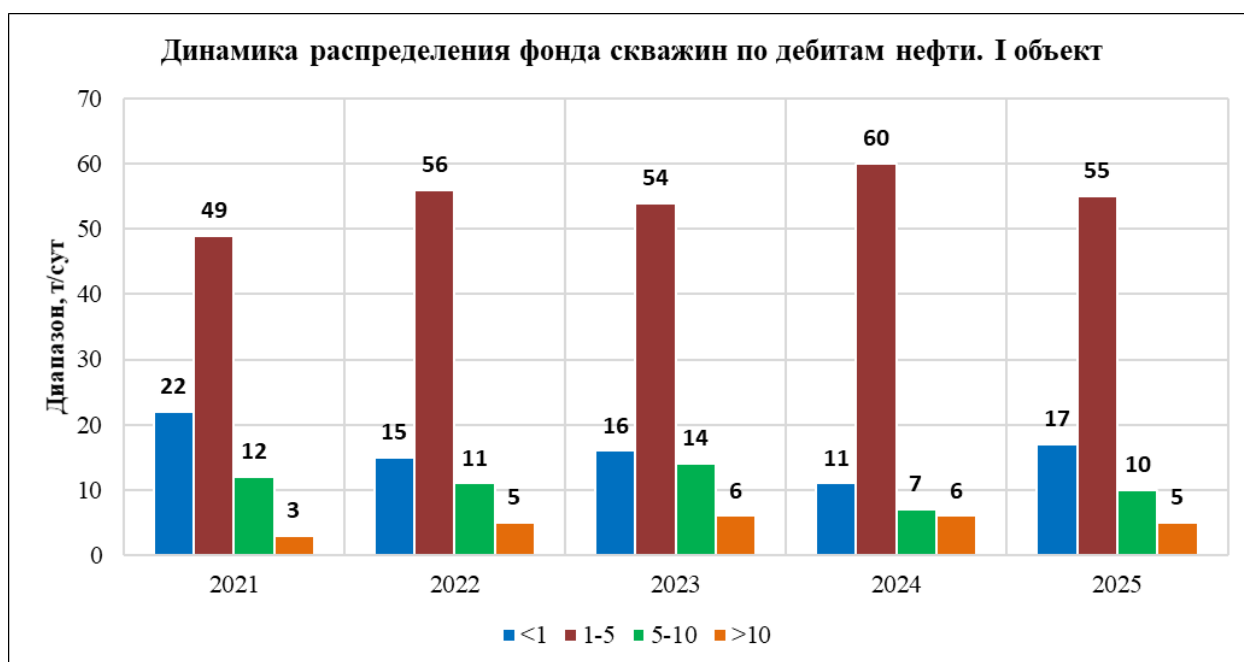


Рис. 3.2.2 – Динамика распределения действующего фонда скважин I объекта по дебитам нефти

По **II эксплуатационному объекту** в 2021г 13 скважин II объекта работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 6 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут, еще 4 скважин работают в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут и 2 скважины работают в группе с дебитами нефти больше 10 т/сут.

В 2022г 8 скважин работают в группе с дебитами нефти до 1 т/сут, 10 скважин работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут работают 8 скважин и 2 скважины работают в группе с дебитами нефти более 10 т/сут.

В 2023г отчета 13 скважин II объекта работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 7 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут, еще 4 скважин работают в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут и 2 скважины работают в группе с дебитами нефти больше 10 т/сут.

В 2024г 6 скважин работают в группе с дебитами нефти до 1 т/сут, 15 скважин работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут работают 9 скважин и 2 скважины работают в группе с дебитами нефти более 10 т/сут.

На дату отчета 12 скважин II объекта работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 4 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут и 9 скважин работают в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут.

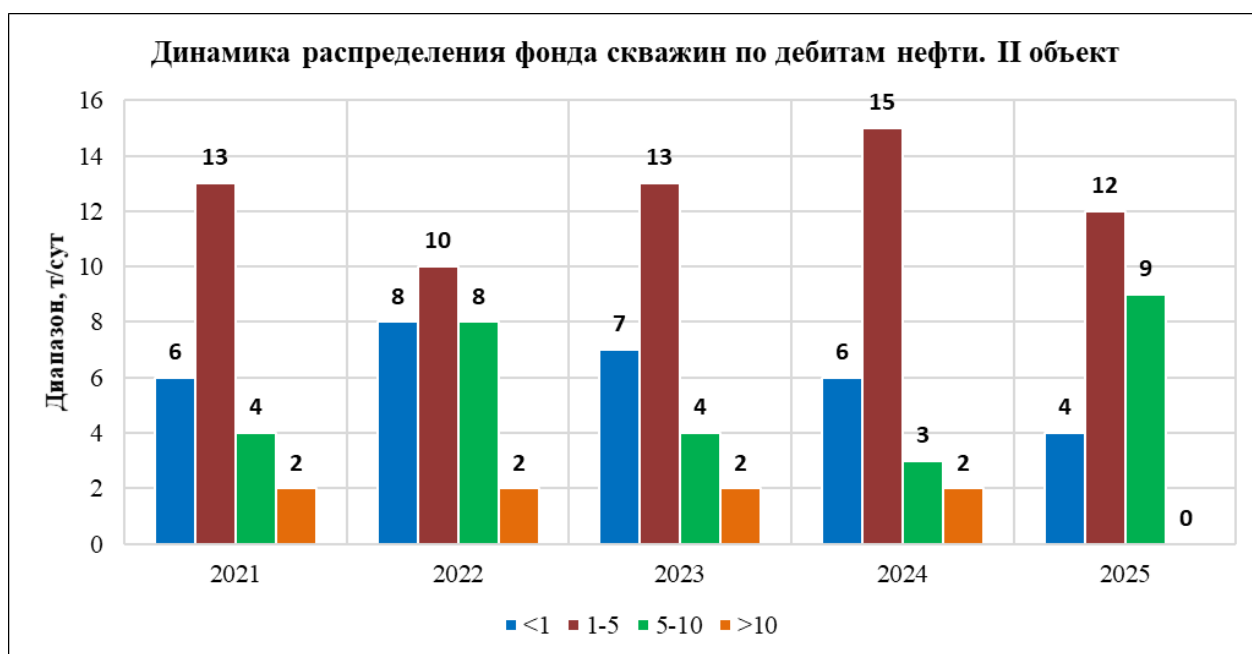


Рис. 3.2.3 – Динамика распределения действующего фонда скважин II объекта по дебитам нефти

По **III эксплуатационному объекту** основная доля скважин в 2021г 14 скважин работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 6 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут, 1 скважина работает в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут и еще 2 скважины работают в группе с дебитами нефти больше 10 т/сут.

В 2022г 12 скважин работают в группе с дебитами нефти до 1 т/сут, 9 скважин работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут работает 1 скважина.

В 2023г отчета 11 скважин III объекта работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, 9 скважин работают в группе с дебитами до 1 т/сут и еще 1 скважина работает в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут.

В 2024г 13 скважин работают в группе с дебитами нефти до 1 т/сут, 7 скважин работают в группе с дебитами нефти от 1 до 5 т/сут, в группе с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут работают 2 скважины.

На дату отчета 11 скважин III объекта работают в группе с дебитами нефти до 1 т/сут, 8 скважин работают в группе с дебитами от 1 до 5 т/сут и 1 скважина работает в группе с дебитами нефти больше 10 т/сут.

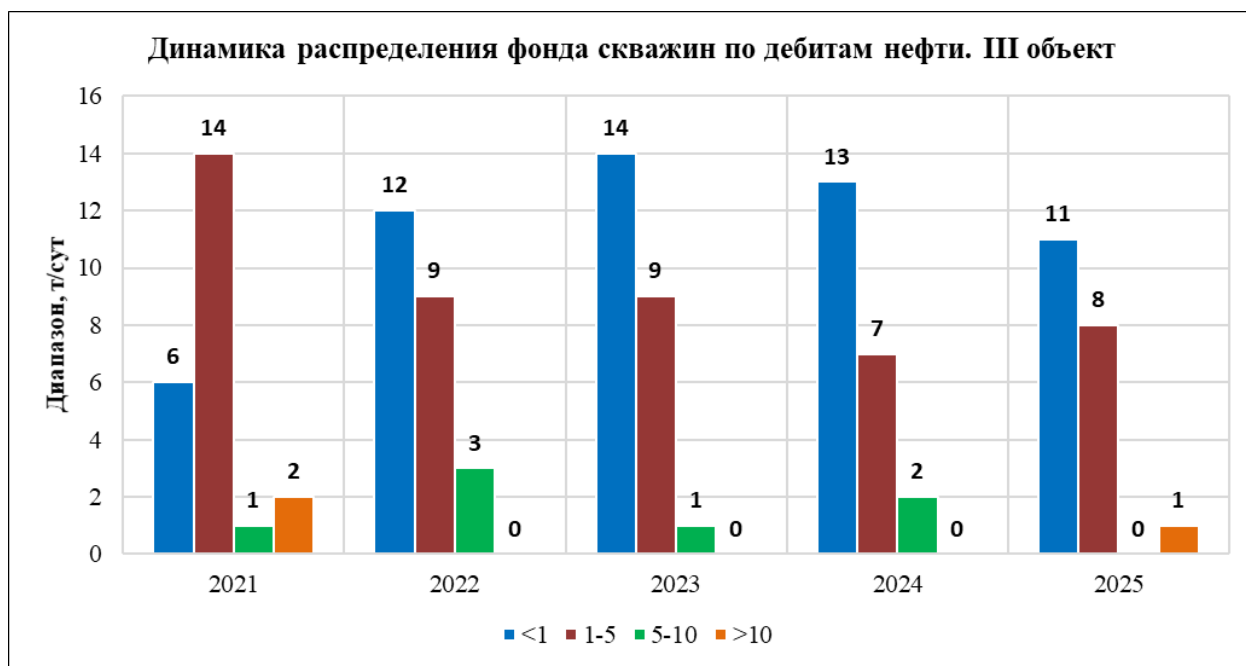


Рис. 3.2.4 – Динамика распределения действующего фонда скважин III объекта по дебитам нефти

В целом по месторождению причиной снижения дебита нефти, является обводненность продукции, что весьма характерно для IV стадии разработки при текущей выработке запасов более 91%.

Характеристика закачки воды

Система ППД с применением внутриконтурной системы заводнения на месторождении реализуется с 1970г путем закачки попутно добываемой воды. На месторождении есть 4 водозаборные скважины (№№5, 6, 13, 3014), добывающие воду из неогеновых водоносных горизонтов, на дату отчета скважины №№ 5, 13, 3014 находится в бездействии, по причине отсутствия притока воды, что может быть связано со слабыми гидродинамическими свойствами пласта и призабойной зоны скважины.

На дату отчета на I и II объекте ведется внутриконтурная система ППД. В таблице 3.2.2 представлены основные показатели по закачке воды. Всего с начала разработки по месторождению суммарная закачка воды составила: 125,007 млн.м³, из них по I объекту суммарная закачка составила 106,392 млн.м³, по II объекту –18,615 млн.м³. В целом наблюдается эффективность принятой системы ППД, за весь период разработки по всем объектам отмечается незначительное снижение пластового давления.

Таблица 3.2.2 – Основные показатели закачки по объектам разработки на дату отчета

Объект	Год реализации ППД	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	Накопленная компенсация, %	Текущая компенсация, %	Средняя приемистость скважин	Количество действующих нагнетательных скважин	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин
I	1970	106 007,4	148,8	118,8	211,5	14	6:1
II	1974	18 615,5	107,0	41,8	77,0	4	6:1

*Примечание: через скважины №№ 97, 146 ведется одновременная закачка на I и II объект.

По **I объекту** закачка воды реализуется с 1970г в скважины №№7,65,67,69, с применением внутриконтурной системой заводнения.

В 2024г объем закаченной воды составил 901,1 тыс.м³, при этом компенсация была равна 104,3%. Среднесуточная приемистость нагнетательных скважин составила 195,6 м³/сут. В этом году из наблюдательного фонда для закачки воды в приконтурную область северо восточного поля апт-некомский горизонт были переведены из наблюдательного фонда скважины №№141, 169.

На дату отчета накопленная закачка составила 106 007,4 тыс.м³, что равно 148,8% накопленной компенсации отборов. Текущая закачка составила 1 075,8 тыс. м³, что равно 118,5% компенсации текущих отборов. Действующий фонд скважин составлял 14 ед. Накопленная закачка по скважинам варьирует в широких пределах, это связано с различной датой ввода скважин и их приемистостью. Основной объем накопленной закачки приходится на скважины №№ 10, 52, 83, 169, 171, 172, 174, 180, 187 которые были введены в начале реализации закачки. Достаточно низкая накопленная закачка наблюдается по скважинам №№ 6, 22, 97, 141, 146 которая объясняется

непродолжительным временем работы. Текущая приемистость одной нагнетательной скважины составила 211,5 м³/сут.

Таблица 3.2.3 - Распределение нагнетательных скважин I объекта по приемистости

Диапазон изменения приемистости, м ³ /сут	Кол-во скважин, ед.	№№ скважин
0-50	2	22,46
50-100	3	6,97,141
100-150	2	10,171
>150	7	52,83,169,172,174,180,187

Реализация системы ППД на **II объекте**, начата в 1974г закачкой воды в нагнетательные скважины №№25, 97.

В 2024г объем закаченной воды составил 124,0 тыс.м³, при этом компенсация была равна 50,4%. Среднесуточная приемистость нагнетательных скважин составила 76,7 м³/сут. Текущая компенсация составила 50,4%, соответственно накопленная компенсация составила 109,9%.

На дату отчета накопленная закачка составила 18 615,5 тыс.м³, что равно 107,0% накопленной компенсации отборов. Текущая закачка составила 112,0 тыс. м³, что равно 41,8% компенсации текущих отборов. Действующий фонд скважин составлял 4 ед. Накопленная закачка по скважинам варьирует в незначительных пределах, 2 скважины II объекта варьируются в значениях от 0 до 50 м³/сут и только 3 скважины варьируются в значениях от 150 м³/сут.

По II объекту в целом, как и по I объекту наблюдается эффективность принятой системы ППД, ввиду этого перекомпенсация пластового давления поддерживается практически полностью закачкой воды.

Таблица 3.2.4 - Распределение нагнетательных скважин II объекта по приемистости

Диапазон изменения приемистости, м ³ /сут	Кол-во скважин, ед.	№№ скважин
0-50	2	97,146
>150	3	86,87,210

III эксплуатационный объект включает в себя всего лишь 6% от начальных извлекаемых запасов нефти, при этом участие в годовой добычи данного объекта не более 20%. Таким образом продуктивные горизонты Северного крыла представляют собой небольшие по размерам залежи, для компенсации отборов, по которым до полной выработки всех извлекаемых запасов вполне хватит природной активности существующего аквифера. В связи с этим разработка III объекта ведется без искусственного ППД.

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

В данном разделе представлен анализ текущего состояния разработки месторождения. Динамика основных технологических показателей разработки по объектам и месторождению в целом приведена в таблицах 3.2.6-3.2.9 и на рисунках 3.2.12-3.2.14. На дату отчета в разработке находятся три эксплуатационных объекта. Основной объем добытой нефти приходится на I объект и составляет 75% т.к. на данный объект приходится основная доля извлекаемых запасов, на II объект приходится 20%, а также 5% составляет III объект. На рисунке 3.2.10 приведено распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки по состоянию на 01.01.2026г.

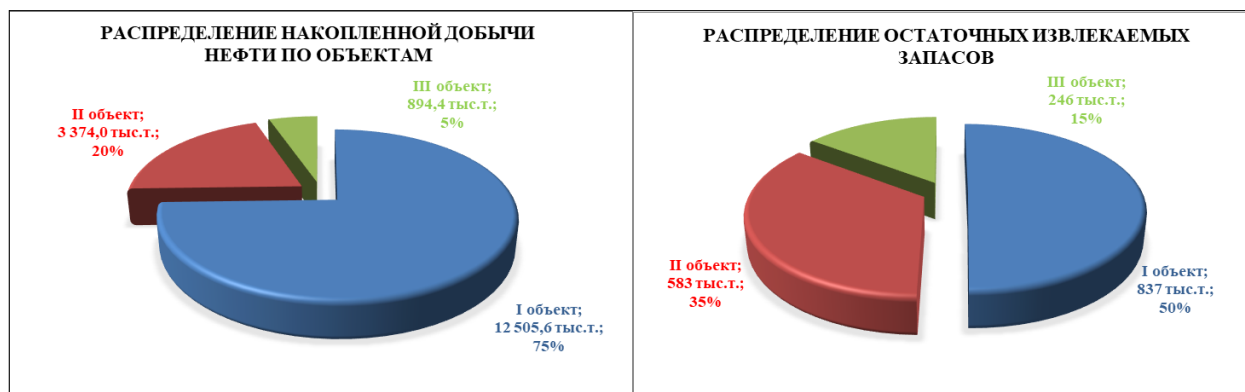


Рис. 3.2.5– Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки на 01.01.2026г

I объект был введен в разработку в 1968 году. Динамика основных технологических показателей, за весь период разработки объекта предоставлен на рисунке 3.2.11. С начало разработки по объекту добыто 12 505,6 тыс.т нефти, 75126,8 тыс.т жидкости и 234,854 млн. м³ газа. Текущий КИН равен 0,511 доли ед., отбор от НИЗ – 93,7%.

В 2021г, добыча нефти увеличилась на 13,5 тыс.т, по сравнению с 2020г и составила 86,3 тыс.т. Добыча жидкости составила 892,7 тыс.т. Рост добычи нефти добывающих скважин, связан с вводом 1 добывающей горизонтальной скважины из бурения (№246), переводом из II объекта (№217). Среднегодовой дебит 86 добывающих скважин составил 2,8 т/сут по нефти и по жидкости 29,2 т/сут, дебит новых скважин по нефти составил 21,7 т/сут, также 29,1 т/сут по жидкости, среднегодовая обводненность – 90,3%, среднегодовая приеминость 13 нагнетательных скважин 191,7м³/сут.

В 2022г, добыча нефти значительно увеличилась на 17,2 тыс.т, по сравнению с 2021г и составила 103,5 тыс.т. Добыча жидкости составила 892,8 тыс.т. Увеличение добычи нефти связано с вводом из бурения двух горизонтальных скважин (№№247, 248) с начальным среднесуточным дебитом 26,8 и 34,5 т/сут, Суммарная добыча новых скважин по I объекту составила 13,1 тыс.т.

В 2023г, добыча нефти составила 120,9 тыс.т. При этом уровень добычи жидкости, составил 943,5 тыс.т. Повышение добычи нефти и снижение обводненности продукции добывающих скважин связаны с вводом 2 добывающих горизонтальных скважин из бурения (№№253, 255), также трех добывающих скважины переводом из II объекта (№105, 122, 220) и с проведением ГТМ. Добыча газа составила 2,679 млн.м³, закачка воды – 942,0 тыс.м³. Среднегодовой дебит нефти, 90 добывающих скважин, составил 3,8 т/сут. жидкости 29,7 т/сут, среднегодовая обводненность – 87,2%, среднегодовая приемистость 12 нагнетательных скважин 217,3м³/сут.

В 2024г, добыча нефти уменьшилась на 12,9 тыс.т, по сравнению с 2023г и составила 108,0 тыс.т связано это с выбытием с выбытием двух скважин на II объект и выбытие двух скважин под закачку. Добыча жидкости составила 920,3 тыс.т. Среднегодовой дебит 89 добывающих скважин составил 3,4 т/сут по нефти и по жидкости 29,2 т/сут, дебит новых скважин по нефти составил 2,1 т/сут, также 10,5 т/сут по жидкости, среднегодовая обводненность – 88,3%, среднегодовая приемистость 14 нагнетательных скважин 195,6 м³/сут.

На дату отчета добыча нефти составила 100,7 тыс.т., что незначительно ниже в сравнении с 2024г. При этом уровень добычи жидкости, составил 963,5 тыс.т. Поддержание добычи нефти связано с переводом 3 добывающих скважин со II объекта (№76, 80, 90) и с проведением ГТМ. Добыча газа составила 1,572 млн.м³, закачка воды – 1 075,8 тыс.м³. Среднегодовой дебит нефти, 90 добывающих скважин, составил 3,3 т/сут. жидкости 31,5 т/сут, среднегодовая обводненность – 89,6%, среднегодовая приемистость 14 нагнетательных скважин составила 211,5 м³/сут.

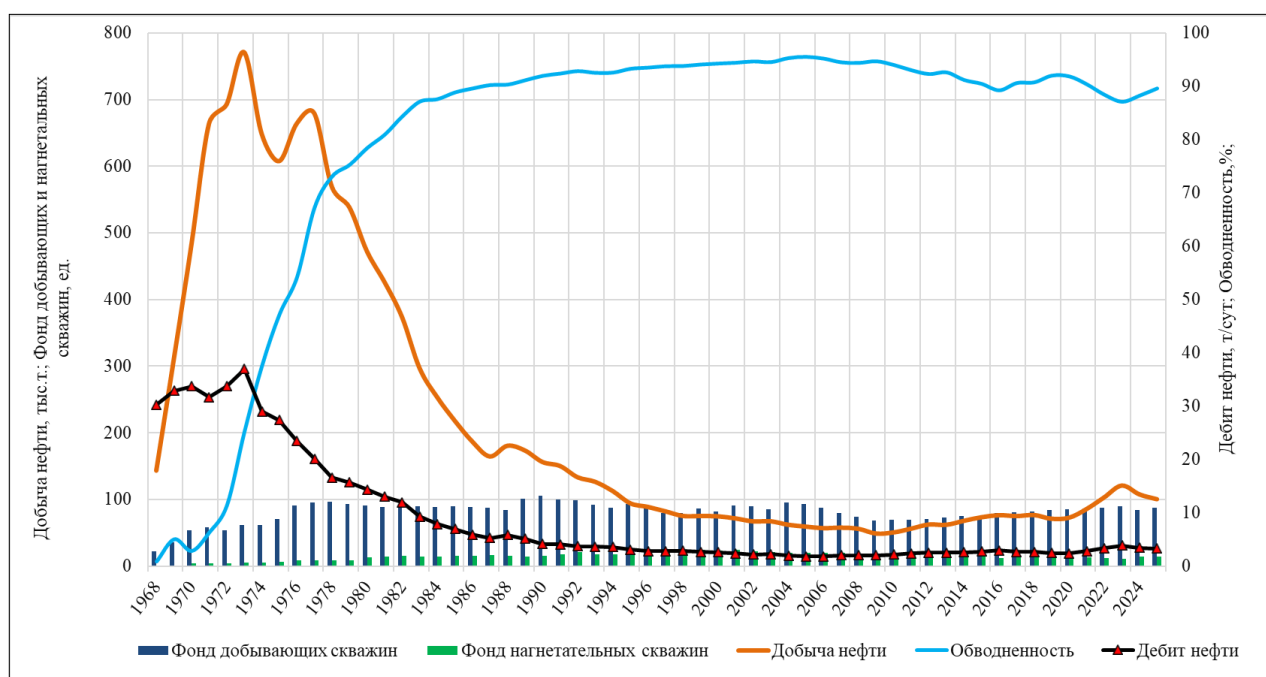


Рис. 3.2.6 – График разработки I объекта

II объект, находится в промышленной разработке с 1968г. Динамика основных технологических показателей, за весь период разработки объекта, предоставлен на рисунке 3.2.12. С начало разработки, по объекту добыто 3 231,3 тыс.т нефти, 16 801,8 тыс.т жидкости и 69,5 млн.м³ газа. Текущий КИН равен 0,569 доли ед., отбор от НИЗ – 81,6%.

За 2021г добыча нефти незначительно увеличилась на 4,3 тыс.т, по сравнению с 2020г и составила 29,1 тыс.т., уровень добычи жидкости, составил 237,1 тыс.т. Среднегодовой дебит 26 добывающих скважин составил 3,1 т/сут по нефти и по жидкости 25,2 т/сут, среднегодовая обводненность составила – 87,7%, среднегодовая приемистость 5 нагнетательных скважин 92,0 м³/сут.

За 2022г добыча нефти значительно увеличилась на 8,8 тыс.т, по сравнению с 2021г и составила 37,8 тыс.т., пророст добычи нефти связан с вводом из бурения двух горизонтальных скважин (№№250, 252) и одного перевода с первого объекта скважины №217. Уровень добычи жидкости, составил 265,6 тыс.т. Среднегодовой дебит 28 добывающих скважин составил 4,0 т/сут по нефти и по жидкости 27,8 т/сут, дебит нефти по новым скважинам составил 9,8 т/сут, по жидкости 20,2 т/сут., среднегодовая обводненность составила – 85,8%, среднегодовая приемистость 4 нагнетательных скважин 84,3 м³/сут.

За 2023г добыча нефти на том же уровне по сравнению с прошлым годом и составила 37,8 тыс.т., обводненность составила 89,9%. Поддержание стабильной добычи нефти обусловлено вводом из бурения горизонтальной скважины №254, среднесуточный дебит по данной скважине составил 10,2 т/сут, в то время среднесуточный дебит по объекту составил 4,0 т/сут. Фонд скважин на дату отчета составляет 28 ед. Накопленная добыча нефти составляет 3307,2 тыс.т, текущий КИН достиг значения 0,583 доли ед., выработка составляет 83,6%.

В 2024г, добыча нефти незначительно уменьшилась на 3,6 тыс.т, по сравнению с 2023г и составила 108,0 тыс.т связано это с выбытием с выбытием скважины №222 в консервацию, а также ввод двух скважин переводом с I объекта. Добыча жидкости составила 268,9 тыс.т. Среднегодовой дебит 30 добывающих скважин составил 3,7 т/сут по нефти и по жидкости 29,1 т/сут, дебит новых скважин по нефти составил 1,5 т/сут, также 11,8 т/сут по жидкости, среднегодовая обводненность – 87,3%, среднегодовая приемистость 4 нагнетательных скважин 76,7 м³/сут.

На дату отчета добыча нефти составила 32,6 тыс.т., незначительное снижение добычи нефти связано с выбытием двух скважин на I объект, а также ввода одной скважины с I объекта. Уровень добычи жидкости, составил 294,6 тыс.т. Добыча газа

составила 0,516 млн.м³, закачка воды – 112,0 тыс.м³. Среднегодовой дебит нефти, 27 добывающих скважин, составил 3,5 т/сут. жидкости 31,8 т/сут, среднегодовая обводненность – 88,9%, среднегодовая приемистость 4 нагнетательных скважин составила 77,0 м³/сут.

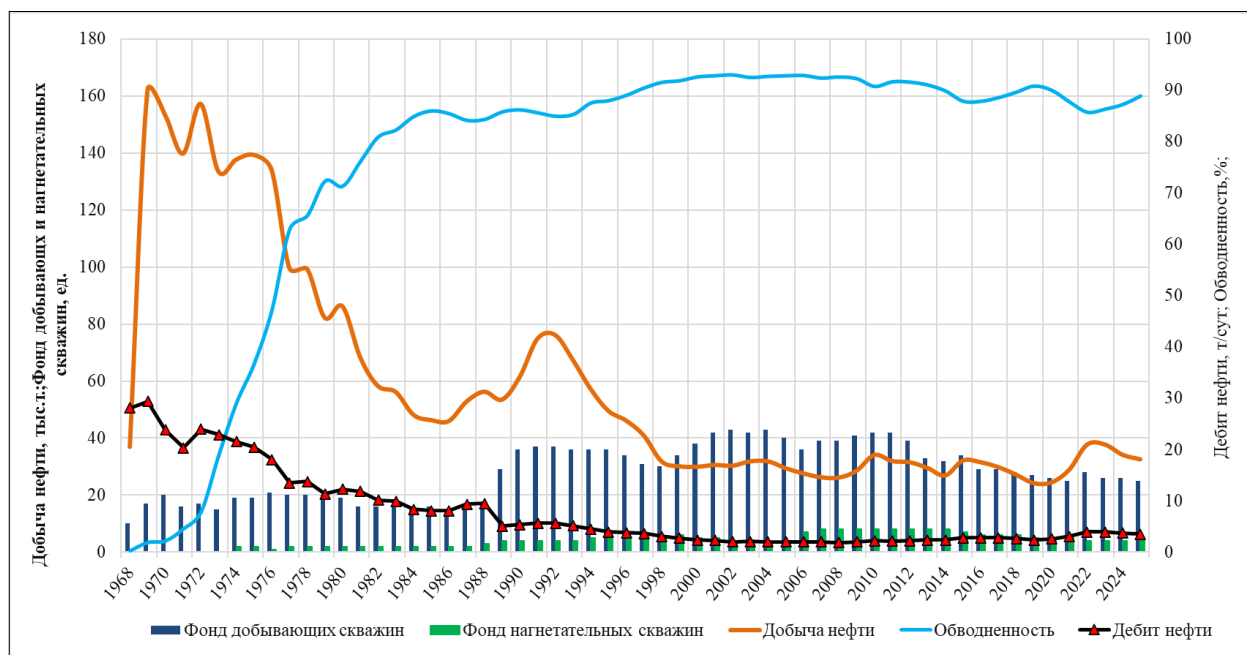


Рис. 3.2.7 – График разработки II объекта

III объект, находится в промышленной разработке с 1968г. Динамика основных технологических показателей, за весь период разработки объекта предоставлен на рисунке 3.2.12. С начало разработки по объекту добыто 832,3 тыс.т нефти, 3020,1 тыс.т жидкости и 12,465 млн.м³ газа. Текущий КИН равен 0,514 доли ед., отбор от НИЗ – 73,3%.

В 2021г, добыча нефти составила 22,1 тыс.т, что выше по сравнению с 2020г на 3,2 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин по нефти составил 2,8 т/сут., по жидкости 26,1 тыс.т. Годовая добыча нефти увеличилась по причине ввода из бурения одной наклонно-направленной скважины №243, среднесуточный дебит по нефти которой составил 8,7 т/сут., по жидкости 18,4 тыс.т. Обводненность незначительно выросла, составив 84,2%.

За 2022г добыча нефти увеличилась на 2,9 тыс.т, по сравнению с 2021г и составила 25,0 тыс.т., пророст добычи нефти связан с вводом из бурения одной горизонтальной скважины №251. Уровень добычи жидкости, составил 194,3 тыс.т. Среднегодовой дебит 24 добывающих скважин составил 3,0 т/сут по нефти и по жидкости 23,5 т/сут, дебит нефти по новым скважинам составил 5,5 т/сут, по жидкости 30,7 т/сут., среднегодовая обводненность составила – 87,3%.

За 2023г добыча нефти значительно уменьшилась тем самым составив 12,6 тыс.т, что меньше по сравнению с 2022г на 12,5 тыс.т, отклонение вызвано снижением

среднесуточного дебита нефти на 1,5 т/сут, также неуспешным проведением КРС. Обводненность продукции увеличилась на 4% и составила 91,3%.

В 2024г, добыча нефти на уровне с прошлым годом, тем самым составив 12,6 тыс.т. Среднегодовой дебит 22 добывающих скважин составил 1,7 т/сут по нефти и по жидкости 17,7 т/сут, среднегодовая обводненность – 90,6%, Добыча газа составила 0,277 млн.м³, что также на уровне с прошлым годом. Уровень добычи жидкости, составил 134,1 тыс.т.

На дату отчета добыча нефти составила 11,8 тыс.т., незначительное снижение добычи нефти связано с выбытием двух скважин в наблюдательный фонд. Уровень добычи жидкости, составил 149,6 тыс.т. Добыча газа составила 0,192 млн.м³. Среднегодовой дебит нефти, 22 добывающих скважин, составил 1,7 т/сут. жидкости 21,2 т/сут, среднегодовая обводненность – 92,1%.

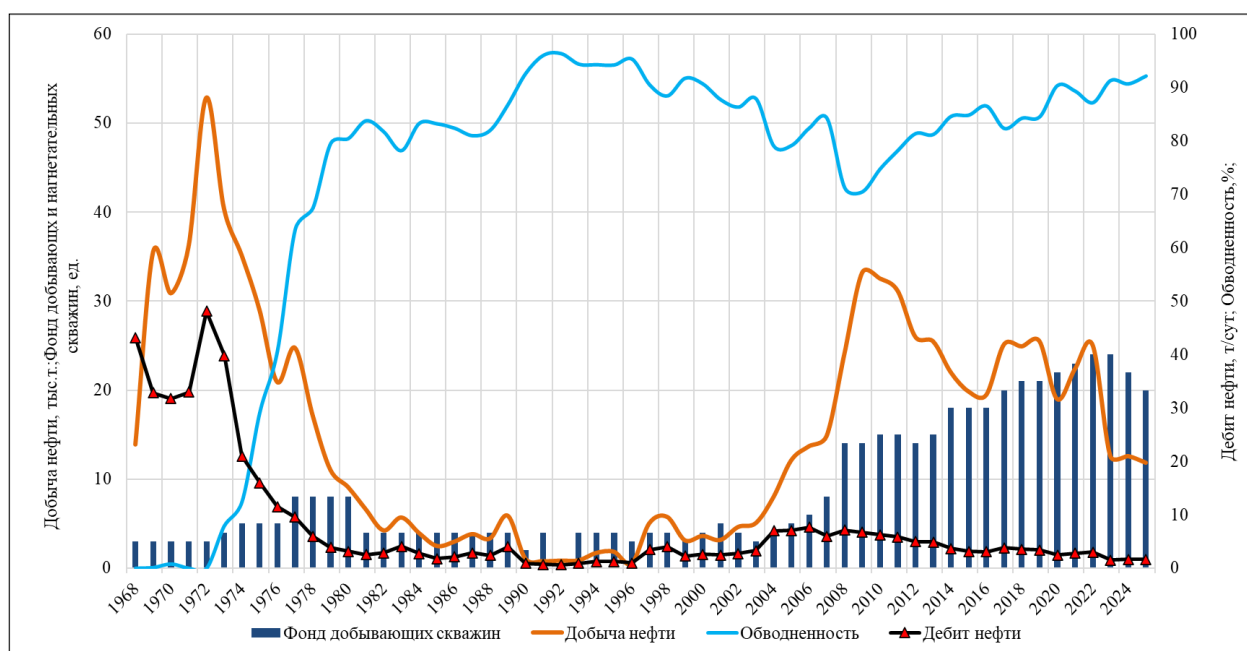


Рис. 3.2.8– График разработки III объекта

В целом по месторождению за отчетный период, наблюдается стабильный уровень добычи нефти за счет успешно проведенных ГТМ и вводом скважин из бурения.

Выработка извлекаемых запасов по месторождению, находится на уровне 91,0%, текущий КИН достиг 0,528 доли ед. Накопленная добыча нефти составила 16 774 тыс.т, накопленная добыча газа – 309,482 млн.м³, накопленная добыча жидкости – 97 871,8 тыс.т, накопленная закачка – 125 007,8 тыс.м³.

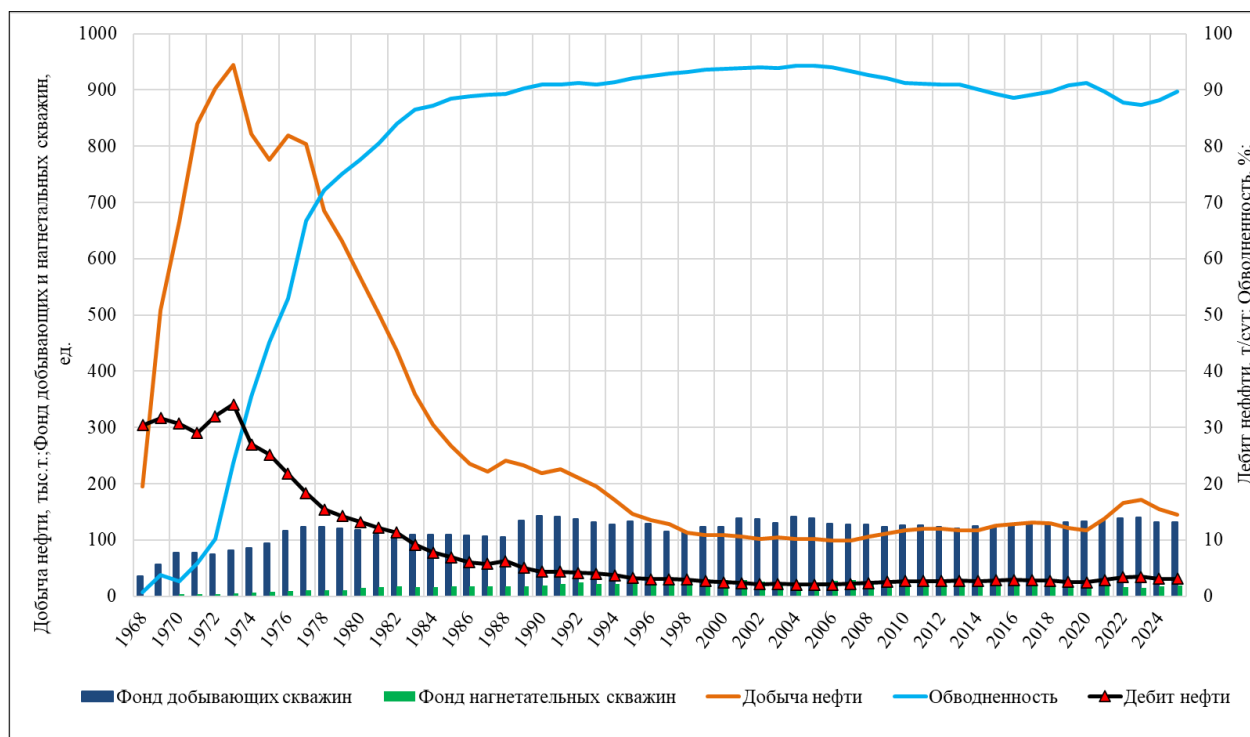


Рис. 3.2.9 – График разработки месторождения в целом

Таблица 3.2.5 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	86,3	103,5	120,9	108,0	100,7
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,5	13,1	9,5	0,3	0,3
	<i>из переходящих скважин</i>	79,7	90,4	111,4	107,7	100,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	12072,5	12175,982	12296,9	12404,9	12505,6
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,493	0,498	0,503	0,507	0,511
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,6	0,8	0,9	0,8	0,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,4	8,1	10,4	10,3	10,7
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	90,5	91,3	92,2	93,0	93,7
7	Добыча газа, млн.м ³	1,895	2,277	2,665	2,375	1,572
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	225,965	228,242	230,907	233,282	234,854
9	Газовый фактор, м ³ /т	22,0	22,0	22,0	22,0	15,6
10	Добыча жидкости, тыс.т	892,7	892,8	939,9	920,3	969,0
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	8,7	14,8	18,7	1,6	5,5
	<i>из переходящих скважин</i>	884,0	878,0	921,2	918,7	963,5
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	71404,7	72297,6	73237,5	74157,8	75126,8
12	Обводненность продукции (по весу), %	90,3	88,4	87,1	88,3	89,6
	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	25,4	11,8	49,1	80,0	93,8
	<i>переходящих скважин</i>	91,0	89,7	87,9	88,3	89,6
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	885,3	917,9	942,0	901,1	1075,8
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	102555,6	103473,5	104415,5	105316,6	106392,4
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	106,3	109,6	106,4	104,3	118,8
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	150,8	150,3	149,7	149,2	148,8
17	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	2	5	1	2
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	2	2	0	0
	<i>переводом из других объектов</i>	1	0	3	1	3
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	3	4	2
	<i>на другой объект</i>	0	1	1	2	2
	<i>под закачку</i>	0	0	0	2	0
	<i>в наблюдательный</i>	0	0	2	0	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	89	90	92	89	90
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	86	87	90	85	87
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	1	2	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	3	2	1	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	14	12	12	14	14
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	13	12	11	14	14
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,8	3,3	3,8	3,4	3,3
	<i>по жидкости</i>	29,2	28,8	29,6	29,2	31,5
26	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	21,7	24,9	9,5	2,1	1,2
	<i>по жидкости</i>	29,1	28,3	18,7	10,5	18,8
27	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	191,7	209,0	217,3	195,6	211,5
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,97	0,98	0,96	0,97
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98

Таблица 3.2.6 – Динамика основных технологических показателей разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	29,1	37,8	37,8	34,2	32,6
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	4,5	4,3	0,3	0,3
	<i>из переходящих скважин</i>	29,1	33,3	33,5	33,9	32,3
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3231,6	3269,4	3307,2	3341,4	3374,0
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,569	0,576	0,583	0,589	0,594
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	1,0	1,0	0,9	0,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,9	5,2	5,5	5,3	5,3
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	81,7	82,6	83,6	84,4	85,3
7	Добыча газа, млн.м ³	0,638	0,832	0,832	0,752	0,516
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	57,934	58,766	59,598	60,350	60,867
9	Газовый фактор, м ³ /т	22,0	22,0	22,0	22,0	15,8
10	Добыча жидкости, тыс.т	237,1	265,6	277,4	268,9	294,6
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	9,2	8,7	2,1	2,4
	<i>из переходящих скважин</i>	237,1	256,4	268,8	266,8	292,2
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17596,0	17861,6	18139,0	18407,9	18702,5
12	Обводненность продукции (по весу), %	87,7	85,8	86,4	87,3	88,9
	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	51,5	50,2	87,3	86,6
	<i>переходящих скважин</i>	87,7	87,0	87,5	87,3	88,9
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	167,9	122,8	100,2	124,0	112,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	18156,5	18279,3	18379,5	18503,4	18615,5
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	77,5	50,3	39,3	50,4	41,8
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	110,8	109,9	108,8	108,0	107,0
17	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	3	2	3	1
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	2	1	0	0
	<i>переводом из других объектов</i>	0	1	1	2	1
	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	0	0	1	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	4	1	3
	<i>под закачку</i>	0	0	0	0	1
	<i>на другой объект</i>	1	1	3	0	2
	<i>в консервацию</i>	0	0	0	1	0
	<i>в наблюдательный</i>	0	0	1	0	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	28	30	28	30	27
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	26	28	26	26	25
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	5	5	4	5
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	4	4	4	5
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,1	4,0	4,0	3,7	3,5
	по жидкости	25,2	27,8	29,0	29,1	31,8
26	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	9,8	10,2	1,5	1,3
	по жидкости	-	20,2	20,4	11,8	9,7
27	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	92,0	78,8	68,8	76,7	77,0
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,93	0,93	0,93	0,87	0,93
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,98	0,97	0,97	0,99

Таблица 3.2.7 – Динамика основных технологических показателей разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	22,1	25,0	12,6	12,6	11,8
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,9	1,1	0,0	0,0	0,0
	<i>из переходящих скважин</i>	19,2	24,0	12,6	12,6	11,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	832,3	857,4	870,0	882,5	894,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,512	0,527	0,535	0,542	0,550
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,9	2,2	1,1	1,1	1,0
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,7	8,1	4,5	4,7	4,6
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	73,0	75,2	76,3	77,4	78,5
7	Добыча газа, млн.м ³	0,492	0,551	0,277	0,277	0,192
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	12,465	13,016	13,293	13,569	13,762
9	Газовый фактор, м ³ /т	22,2	22,0	22,0	22,0	16,2
10	Добыча жидкости, тыс.т	208,1	194,3	143,8	134,1	149,6
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,2	6,0	0,0	0,0	0,0
	<i>из переходящих скважин</i>	201,9	188,3	143,8	134,1	149,6
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3491,4	3685,7	3829,5	3963,6	4113,2
12	Обводненность продукции (по весу), %	89,4	87,1	91,3	90,6	92,1
	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	53,1	82,0	0,0	0,0	0,0
	<i>переходящих скважин</i>	90,5	87,3	91,3	90,6	92,1
13	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1	0	0	0
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	1	0	0	0
14	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	2	0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	24	24	22	22
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	24	24	22	20
17	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,8	3,0	1,5	1,7	1,7
	по жидкости	26,1	23,5	17,6	17,7	21,2
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	8,7	5,5	-	0,0	0,0
	по жидкости	18,4	30,7	-	0,0	0,0
19	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,96	0,93	0,93	0,91
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,96	0,93	0,93	0,97

Таблица 3.2.8 – Динамика основных технологических показателей разработки по месторождения в целом

№ № п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	137,5	166,4	171,3	154,8	145,2
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	9,4	17,6	10,3	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	128,0	148,7	161,0	154,8	145,2
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	16136,4	16302,8	16474,1	16628,8	16774,0
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,508	0,513	0,518	0,523	0,528
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	0,9	0,9	0,8	0,8
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,6	7,2	8,0	7,9	8,0
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	87,5	88,4	89,3	90,2	91,0
12	Добыча газа, млн.м ³	3,024	3,660	3,774	3,405	2,280
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	296,363	300,023	303,797	307,20 1	309,48 2
14	Газовый фактор, м ³ /т	22,0	22,0	22,0	22,0	15,7
15	Добыча жидкости, тыс.т	1337,9	1352,8	1361,1	1323,3	1413,2
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	13,0	29,0	16,8	0,0	0,0
17	<i>из переходящих скважин</i>	1324,9	1323,8	1344,3	1323,3	1413,2
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	92478,7	93802,5	95146,9	96470,2	97883,4
19	Обводненность продукции (по весу), %	89,7	87,7	87,4	88,3	89,7
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	27,8	39,1	38,7	-	-
21	<i>переходящих скважин</i>	90,3	88,8	88,0	88,3	89,7
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1053,2	1040,7	1042,2	1025,1	1187,8
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	120712 ,1	121752 ,8	122794 ,9	123820 ,0	125007 ,8
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	86,1	83,5	83,0	84,3	92,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	138,8	138,1	137,3	136,6	136,0
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	5	3	1	0
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	5	3	0	0
	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	0	0	1	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	2	2	0
33	<i>под закачку</i>	0	0	0	3	0
	<i>в наблюдательный</i>	0	0	2	2	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	133	138	139	135	134
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	129	134	136	128	128
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	1	2	0
42	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	2	0
	<i>из прочих категорий</i>	0	0	1	0	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	3	2	1	1	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	17	15	14	16	17
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	16	14	12	16	17
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,9	3,4	3,5	3,2	3,1
47	по жидкости	27,9	27,7	27,5	27,3	30,0
49	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	16,8	17,2	15,5	0,0	0,0
50	по жидкости	23,3	28,3	25,3	0,0	0,0
51	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	163,4	174,9	180,0	164,7	181,6
52	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,97	0,97	0,95	0,96
53	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев», утвержденный ЦКРР РК МЭРК (Протокол №56/1 от 24.10.2024г). В рамках АР-2024г были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2025-2026гг.

Для анализа расхождения фактических данных, от последних утвержденных технологических показателей, проведено сравнение по объектам разработки и в целом по месторождению, результаты которых представлены в таблицах 9.1-9.4.

I объект разработки, является основным объектом месторождения, который разрабатывается с 1968г с реализацией ППД. На дату отчета, накопленные показатели добычи нефти и жидкости составили 12 505,6 и 75 126,8 тыс.т соответственно.

За 2024 добыча нефти составила 108,0 тыс.т, что выше проектного значения на 12,1 тыс.т, причиной увеличения добычи нефти является перевод скважины со II объекта. Обводненность ниже проектного значения, благодаря выбытию двух высокообводненных скважин на II объект и выбытие двух добывающих скважин под закачку, соответственно обводненность составила 88,3% при проектном 91,2%. Компенсация отборов жидкости соответствует проекту. Дебит нефти немного выше проектного (3,4 т/сут. - фактический, 3,1 – проектный), связано это с выбытием 4 добывающих скважин.

Добыча нефти за 2025г составила 100,7 тыс.т, при проектном 98,1 тыс.т, превышение добычи нефти связано с переводом трех скважин со II объекта, накопленная добыча нефти составила 12 505,6 тыс.т, что соответствует проектному значению, добыча жидкости составила 969,0 тыс.т., накопленная соответственно равняется 75 126,8 тыс.т., фонд добывающих скважин составил 90 скважин, две добывающие скважины были переведены на II объект. Среднегодовой дебит составил 3,3 т/сут., при проектном 3,2 т/сут., среднесуточная приемистость составила 211,5 м³/сут.

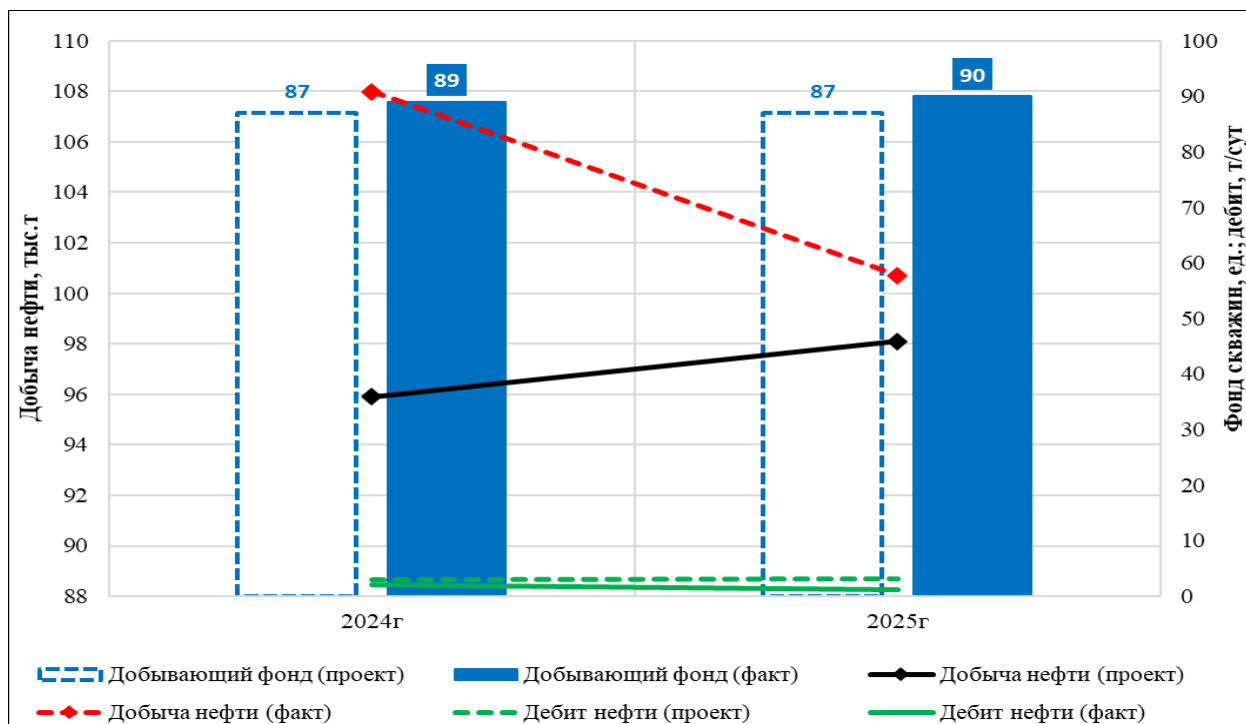


Рис. 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту

II объект

2024г добыча нефти была ниже проектных показателей на 10,8 тыс.т, тем самым составив 34,2 тыс.т., при проектном 45,0 тыс.т. Добыча жидкости составила 268,9 тыс.т при проектном значении 364,1 тыс.т. Дебит нефти также ниже проектного (4,0 т/сут. - по факту, 5,2 – по проекту) и с обводненностью 85,8%, что меньше проектного значения на 0,7%, обусловлено это стабильными проведениями ГТМ по ОВП. Добыча газа составила 0,832 млн.м³ при проектном 0,862 млн.м³.

Добыча нефти за 2025г составила 32,6 тыс.т, при проектном 37,4 тыс.т, незначительное снижение добычи нефти связано с выбытием двух скважин на I объект, накопленная добыча нефти составила 3 374,0 тыс.т, что соответствует проектному значению, добыча жидкости составила 294,6 тыс.т., накопленная соответственно равняется 18 702,5 тыс.т., фонд добывающих скважин составил 27 скважин. Среднегодовой дебит составил 3,5 т/сут., при проектном 4,3 т/сут., среднесуточная приемистость составила 77,0 м³/сут.

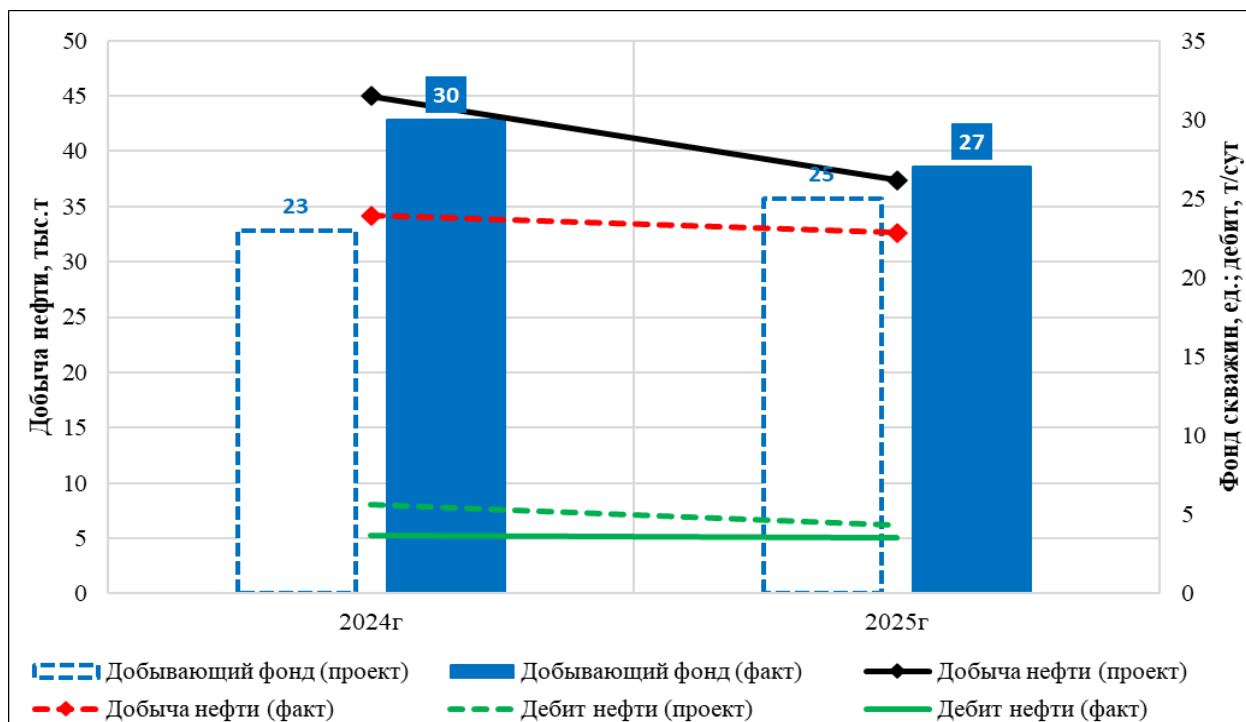


Рис. 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту

III объект

2024г добыча нефти была ниже проектных показателей на 15,9 тыс.т, тем самым составив 12,6 тыс.т, при проектном 28,5 тыс.т. причиной уменьшения добычи нефти является, неудачное проведение КРС. Добыча жидкости составила 134,1 тыс.т при проектном значении 277,5 тыс.т. Дебит нефти также ниже проектного (1,7 т/сут. - по факту, 3,6 – по проекту) и с обводненностью 90,6%, что юольше проектного значения на 0,9%, обусловлено это стабильными проведениями ГТМ по ОВП. Добыча газа составила 0,277 млн.м³ при проектном 0,628 млн.м³.

Добыча нефти за 2025г составила 11,8 тыс.т, при проектном 17,4 тыс.т, незначительное снижение добычи нефти связано с выбытием двух скважин в наблюдательный фонд, Обводненность незначительно выше проектного значения, тем самым составив 92,1% при проектном 86,6%. Дебит нефти ниже проектного (1,7 т/сут - фактический, 2,4 – проектный. Фонд добывающих скважин составил 22 ед., при проектном 21 ед.

Накопленная добыча нефти – 894,4 тыс.т при проектном 899,8 тыс.т. Накопленная добыча газа составила 13,762 млн.м³, накопленная добыча жидкости 4 113,2 тыс.м³. Выработанность запасов равняется 78,5% что на уровне проектного значения в 78,9%, текущий КИН составил 0,550 доли ед., при проектном 0,553 доли ед.

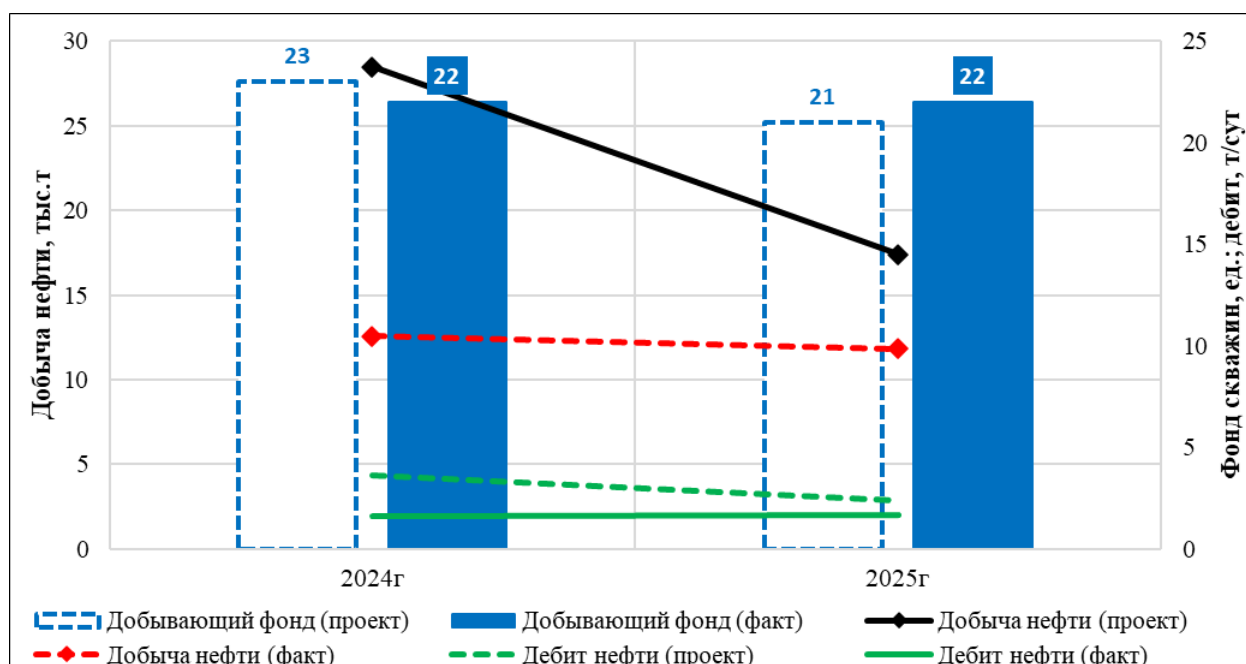


Рис. 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по III объекту

В целом по месторождению

В целом по месторождению за 2024 добыча нефти ниже проектного значения на 14,6 тыс.т., составив 154,8 тыс.т при проектном 169,4 тыс.т. Обводненность ниже уровня проектного значения, тем самым составив 88,3% при проектном 90,2%. Дебит нефти ниже проектного (3,2 т/сут - фактический, 3,8 – проектный). Фонд добывающих скважин составил 136 ед., при проектном 133 ед., нагнетательный фонд составил 16 ед., при проектном 17 ед. Накопленная добыча нефти составила 16 628,8 тыс.т что незначительно ниже проектного значения. Отбор от НИЗ – 90,2% что соответствует проектному значению.

На дату отчета при проектной добыче нефти 152,9 тыс.т было добыто 145,2 тыс.т. снижение добычи нефти связано с выбытием 1 добывающей скважины под закачку. Среднегодовой дебиты нефти и жидкости составили 3,1 т/сут и 30,0 т/сут соответственно, что на уровне проектных значений, обводненность продукции составила 89,7% при проектной 89,7%. Объем закачанной воды составил 1 187,8 тыс.м³, когда было запланировано закачать 1 074,6 тыс.м³. Коэффициент извлечения нефти в целом по месторождению на уровне с проектным – 0,528 д.ед., фактическая накопленная добыча нефти – 16 774,0 тыс.т при проектной 16 781,6 тыс.т., фактическая накопленная добыча жидкости – 97 871,8 тыс.т при проектном 97 996,3 тыс.т. В разработке месторождения задействовано 17 нагнетательных и 135 добывающих скважин при проектном 17 нагнетательных и 133 добывающих скважин.

В целом, учитывая выполнение всех проектных решений, отсутствие значительных расхождений проектных и фактических показателей разработки, эффективность

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	95,9	108,0	98,1	100,7
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,3	0,0	0,3
	<i>из переходящих скважин</i>	95,9	107,7	98,1	100,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	12367,7	12404,9	12503,8	12505,6
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,505	0,507	0,511	0,511
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	0,8	0,7	0,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,0	10,3	10,5	10,7
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	92,7	93,0	93,7	93,7
7	Добыча газа, млн.м ³	2,111	2,375	2,158	1,572
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	232,463	233,282	235,456	234,854
9	Газовый фактор, м ³ /т	22,0	22,0	22,0	15,6
10	Добыча жидкости, тыс.т	1086,9	920,3	1096,9	969,0
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	1,6	0,0	5,5
	<i>из переходящих скважин</i>	1086,9	918,7	1096,9	963,5
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	74585,5	74157,8	75247,1	75126,8
12	Обводненность продукции (по весу), %	91,2	88,3	91,1	89,6
	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	80,0	0,0	93,8
	<i>переходящих скважин</i>	91,2	88,3	91,1	89,6
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1106,8	901,1	877,7	1075,8
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	105805,3	105316,6	108450,6	106392,4
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	109,4	104,3	86,0	118,8
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	149,1	149,2	151,4	148,8
17	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м		0,0		0,0
18	Ввод добывающих скважин, ед.	0	1	0	3
	<i>переводом из других объектов</i>	0	1	0	3
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	4	2	2
	<i>на другой объект</i>	0	2	0	2
	<i>под закачку</i>	0	2	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	87	89	87	90
21	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	87	85	87	87
22	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	2	0	0
	<i>из добывающего фонда</i>	0	2	0	0
23	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	14	14	14	14
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	14	14	14	14
26	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,1	3,4	3,2	3,3
	<i>по жидкости</i>	34,7	29,2	36,3	31,5
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	2,1	0,0	1,2
	<i>по жидкости</i>	0,0	10,5	0,0	18,8
28	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	228,0	195,6	180,3	211,5
29	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,96	0,90	0,97
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,98	0,90	0,98

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	45,0	34,2	37,4	32,6
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,6	0,3		0,3
	<i>из переходящих скважин</i>	44,4	33,9	37,4	32,3
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3361,8	3341,4	3378,0	3374,0
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,592	0,589	0,595	0,594
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,1	0,9	0,9	0,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,0	5,3	6,1	5,3
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	85,0	84,4	85,4	85,3
7	Добыча газа, млн.м ³	0,989	0,752	0,824	0,516
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	60,797	60,350	61,160	60,867
9	Газовый фактор, м ³ /т	22,0	22,0	22,0	15,8
10	Добыча жидкости, тыс.т	364,1	268,9	261,5	294,6
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,1	2,1	0,0	2,4
	<i>из переходящих скважин</i>	358,0	266,8	261,5	292,2
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	18590,5	18407,9	18664,3	18702,5
12	Обводненность продукции (по весу), %	87,6	87,3	85,7	88,9
	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	90,2	87,3	0,0	86,6
	<i>переходящих скважин</i>	87,6	87,3	85,7	88,9
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	299,6	124,0	196,9	112,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	18943,0	18503,4	18778,2	18615,5
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	90,0	50,4	81,9	41,8
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	109,5	108,0	108,1	107,0
17	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м		0,0		0,0
18	Ввод добывающих скважин, ед.	1	3	0	1
	<i>переводом из других объектов</i>	1	2	0	1
	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	1	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	1	4
	<i>под закачку</i>	0	0	0	1
	<i>на другой объект</i>	0	0	0	3
	<i>в консервацию</i>	0	1	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	30	25	27
21	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	26	25	25
22	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
23	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	4	5	4
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	4	5	4
26	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	5,6	3,7	4,3	3,5
	<i>по жидкости</i>	45,8	29,1	30,1	31,8
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	3,7	1,5	0,0	1,3
	<i>по жидкости</i>	37,3	11,8	0,0	9,7
28	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	172,8	76,7	113,2	77,0
29	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,87	0,90	0,93
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,97	0,90	0,99

Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	28,5	12,6	17,4	11,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	921,4	882,5	899,8	894,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,566	0,542	0,553	0,550
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,5	1,1	1,5	1,0
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,5	4,7	6,8	4,6
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	80,8	77,4	78,9	78,5
7	Добыча газа, млн.м ³	0,628	0,277	0,383	0,192
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	14,428	13,569	13,945	13,76 2
9	Газовый фактор, м ³ /т	22,1	22,0	22,0	16,2
10	Добыча жидкости, тыс.т	277,5	134,1	129,4	149,6
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	4323,1	3963,6	4084,9	4113, 2
12	Обводненность продукции (по весу), %	89,7	90,6	86,6	92,1
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
16	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	2	1	0
	<i>в наблюдательный</i>	0	2	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	22	21	22
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	22	21	20
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
22	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
23	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,6	1,7	2,4	1,7
	по жидкости	35,4	17,7	17,7	21,2
24	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,0	0,0	0,0
	по жидкости	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	-	-	-
26	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,93	0,90	0,91
27	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,93	0,90	0,97

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения в целом

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	169,4	154,8	152,9	145,2
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,6	0,0	0,7
	<i>из переходящих скважин</i>	169,4	154,8	152,9	145,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	16650,9	16628,8	16781,6	16774,0
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,524	0,523	0,528	0,528
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,9	0,8	0,8	0,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	8,6	7,9	8,4	8,0
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	90,3	90,2	91,0	91,0
7	Добыча газа, млн.м ³	3,728	3,405	3,365	2,280
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	307,688	307,201	310,561	309,482
9	Газовый фактор, м ³ /т	22,0	22,0	22,0	15,7
10	Добыча жидкости, тыс.т	1728,5	1323,3	1487,8	1413,2
	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	3,7	0,0	7,9
	<i>из переходящих скважин</i>	1728,5	1323,3	1487,8	1413,2
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	97499,1	96470,2	97996,3	97883,4
12	Обводненность продукции (по весу), %	90,2	88,3	89,7	89,7
	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	84,1	0,0	91,6
	<i>переходящих скважин</i>	90,2	88,3	89,7	89,7
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1406,4	1025,1	1074,6	1187,8
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	124748,3	123820,0	127228,8	125007,8
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	89,2	84,3	79,0	92,0
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	136,2	136,6	138,2	136,0
17	Ввод добывающих скважин, ед.	0	1	0	0
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	1	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	4	2	1
	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	1	0	2	0
	<i>под закачку</i>	0	2	0	1
	<i>в наблюдательный</i>	0	2	0	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	133	135	133	134
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	133	128	133	128
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	2	0	0
	<i>из добывающего фонда</i>	0	2	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	17	16	17	16
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	17	16	17	16
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,8	3,2	3,3	3,1
	<i>по жидкости</i>	38,8	27,3	32,3	30,0
26	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	1,8	0,0	1,2
	<i>по жидкости</i>	0,0	11,2	0,0	14,7
27	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	238,6	164,7	182,3	181,6
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,95	0,90	0,96
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,97	0,90	0,98

3.2.2 Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов выполнен на основе геологических запасов УВ, состоящих на Государственном балансе РК на 02.01.2022г, утвержденные в рамках отчета пересчета запасов (ПИЗ-2022г) Протоколом ГКЗ РК №2447-22-У от 18.08.2022г. Месторождение разделено на два крыла: Северное и Южное. На Северном крыле выделены 4 продуктивных горизонта: Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV. на Южном крыле – 6 горизонтов: аптский, апт-неокомский, промежуточный, I, II неокомские.

В целом по месторождению утвержденные геологические запасы нефти составляют по категориям $A+C_1$ – 31775,0 тыс.т, C_2 – 537 тыс.т, извлекаемые запасы составляют по категориям $A+C_1$ – 18440,0 тыс.т, C_2 – 281 тыс.т. Распределение утвержденных запасов нефти по промышленным категориям $A+C_1$ представлены ниже на рисунке 3.2.19, где видно, что большая часть запасов сосредоточена на I эксплуатационном объекте, который и по сей день является основным на месторождении.

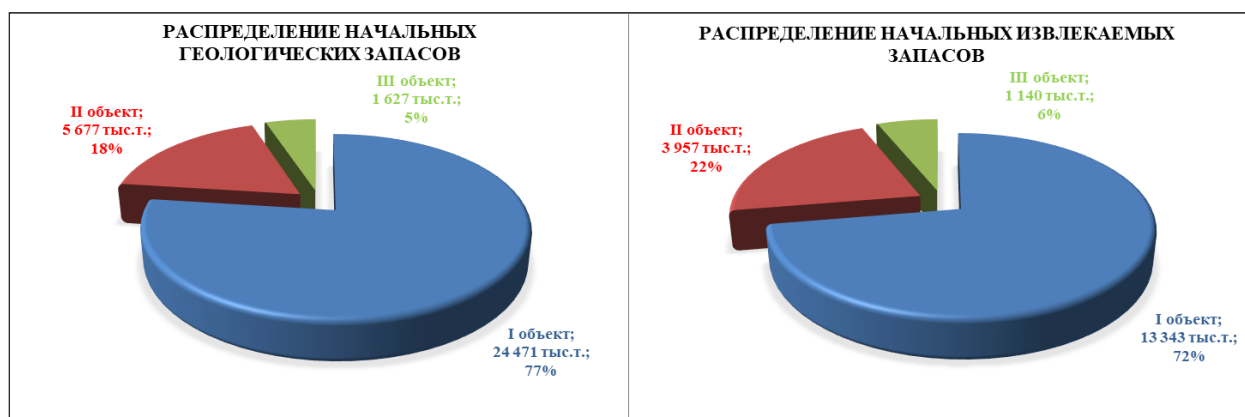


Рис. 3.2.14 – Распределение утвержденных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти по месторождению равна 16 774,0 тыс.т. Отобрано 91,0% от начальных извлекаемых запасов при обводненности добываемой продукции 89,7%. Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти представлены на рисунке 3.2.20, распределение утвержденных и достигнутых значений КИН по объектам и месторождению представлено на рисунке 3.2.21.

Основная доля или 75% накопленной добычи нефти приходится на I объект, по которому текущий КИН составляет 0,511 доли ед. На долю II и III объектов приходится только 20% и 5% от всего добытого объема нефти соответственно. Текущее значение КИН по II объекту составляет 0,594 доли ед., по III объекту – 0,550 доли ед. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категория $A+C_1$) по месторождению оценивается в 1 666 тыс.т, из которых 55,0% приходится на I объект.

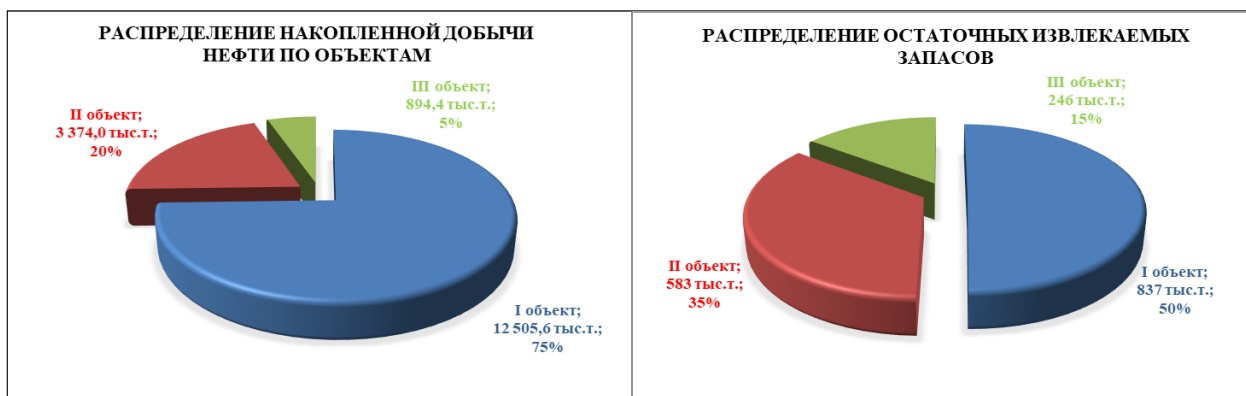


Рис. 3.2.15 – Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам

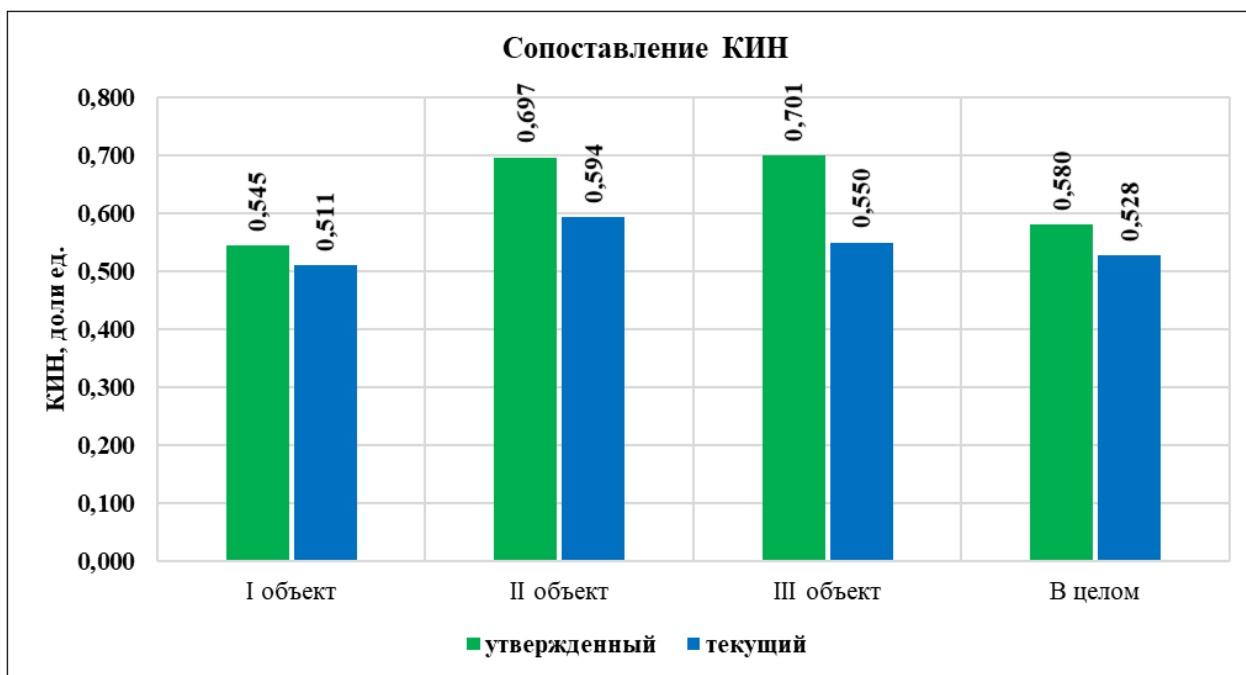


Рис. 3.2.16 – Распределение утвержденных и текущих значений КИН

Исходя из распределения начальных и текущих запасов нефти, видно, что дальнейшие тенденции и перспективы разработки месторождения по-прежнему будут определяться эффективностью разработки основного I объекта.

Для оценки вовлеченных в разработку извлекаемых запасов нефти построены характеристики вытеснения по методикам Назарова С.Н. и Сипачева Н.В, зависимость накопленной добычи от $L_n(\text{ВНФ})$, зависимость удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С., Blasingame. Результаты расчетов представлены в таблице 3.2.14 и на рисунках 3.2.22-3.2.24. Данные методики предполагают определение вовлеченных запасов к конечной стадии разработки при сложившейся системе.

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

Показатели		Объекты			В целом
		I	II	III	
Утвержденные НГЗ, тыс.т		24 471	5 677	1 627	31 775
Утвержденные НИЗ, тыс.т		13 343	3 957	1 140	18 440
Утвержденный КИН, д.ед.		0,545	0,697	0,701	0,580
Накопленная добыча, тыс.т		12 505,6	3 374,0	894,4	16 774,0
Добыча нефти за 2025г, тыс.т		100,7	32,6	11,8	145,2
Текущий КИН, д.ед.		0,511	0,594	0,550	0,580
Отбор от НИЗ, %		93,7	85,3	78,5	91,0
ОИЗ, тыс.т		837	583	246	1 666
Вовлеченные запасы, тыс.т		13 171	3 934	1 054	18 159
Потенциальный КИН, д.ед.		0,538	0,693	0,648	0,571
Потенциальные ОИЗ, тыс.т		1 097,6	703,5	218,3	2 019,3
Кратность запасов, лет		8,3	17,8	20,8	11,4
Зависимость накопленной добычи от Ln(BHФ)	запасы	13 092	3 920	1 175	18 187
	КИН	0,535	0,691	0,722	0,572
Зависимость удельной добычи от накопленной	запасы	12 747	3 910	977	17 634
	КИН	0,521	0,689	0,600	0,555
Методика Максимова М.И.	запасы	13 337	3 962	1 149	18 448
	КИН	0,545	0,698	0,706	0,581
Методика Сазонова Б.Ф.	запасы	13 425	3 970	925	18 320
	КИН	0,549	0,699	0,569	0,577
Методика Камбарова Г.С.	запасы	13 255	3 908	1 044	18 207
	КИН	0,542	0,688	0,642	0,573

Объект I

Основным на месторождении является I объект, на котором сосредоточено 72% начальных извлекаемых запасов нефти всего месторождения. Общий пробуренный фонд I объекта составляет 175 скважин. По состоянию на 01.01.2026г накопленный отбор нефти составляет 12 505,6 тыс.т, отбор от НИЗ равен 93,7%, обводненность продукции достигла значения 90,4%. Текущий КИН равен 0,511 доли ед., при утвержденном – 0,545 доли ед.

I объект находится на завершающей IV стадии разработки, при этом стадийность по данному объекту, как и по месторождению в целом, в некотором роде отличается от принятых классических схем: весьма короткий период II стадии разработки и продолжительный срок разработки на завершающей стадии, которая длится уже почти 30 лет.

Значительный период стабильной разработки месторождения сопровождается также и стабилизацией обводненности добываемой продукции, что создает предпосылки для построения весьма достоверных характеристик вытеснения и более точного определения вовлеченных в разработку запасов. Вовлеченные на сегодня в разработку запасы определены на основе среднего результата построения по различным характеристикам, кроме методики Blasingame, результирующее значение которой находится на уровне текущей накопленной добычи нефти, что объясняется весьма низким

на сегодня дебитом нефти. Использование среднеарифметического значения для определения вовлеченных запасов обусловлено тем, что по всем методикам получены схожие значения.

Объект II

II объект разработки содержит 22% начальных извлекаемых запасов месторождения, самостоятельно вскрывался и разрабатывался 86 добывающими и 13 нагнетательными скважинами. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2026г составила 3 374,0 тыс.т, выработка запасов по объекту составляет 85,3% при обводненности продукции 88,9%. Текущий КИН равен 0,511 доли ед., при утвержденном – 0,697 доли ед.

Разработка II объекта во многом схожа с разработкой объекта I, т.к. по нему наблюдается также значительный отбор запасов на I-II стадиях разработки, и длительный период реализации IV стадии при относительно стабильных годовых отборах, дебитах нефти и обводненности. Однако, в отличие от показателей I объекта, данное увеличение обусловлено не только вводом новых скважин, но и интенсивным выбытием низкодебитных высокообводненных скважин.

Объект III

III объект содержит наименьшие начальные извлекаемые запасы нефти – 6% от запасов всего месторождения. На 01.01.2026г с III объекта отобрано 78,5% от НИЗ (894,4 тыс.т), при обводненности продукции 92,1%. Текущий КИН достиг 0,550 доли ед., утвержденный – 0,701 доли ед.

Несмотря на то, что III объект относится к северному крылу месторождения и расположен в некотором отдалении по площади от основной залежи, разрабатывается он аналогично I и II объектам, до 2006г наблюдается также значительный отбор запасов на I-II стадиях разработки, и длительный период реализации IV стадии при относительно стабильных годовых отборах и дебитах нефти. Осложнением при расчетах явился период разработки с 2006г по 2018г, в течение которых наблюдается снижение обводненности и увеличение годовых отборов нефти. Подобные изменения объясняются увеличением фонда добывающих скважин: в период с 2006г по 2021г в эксплуатацию на III объект (из бурения) вступили 17 новых скважин.

В целом, продуктивные горизонты месторождения С.Балгимбаев представляют собой классические залежи, описываемые в учебниках: терригенные породы с простыми и высокопроницаемыми коллекторами, активный водонапорный режим работы залежи, классическая система разработки с площадным заводнением, а текущий этап, по месторождению в целом, в полной степени соответствует IV стадии разработки, за

исключением III эксплуатационного объекта, увеличение эксплуатационного фонда по которому в последние годы дало прирост годовых отборов нефти. Совокупность данных факторов обеспечила высокую достоверность примененных характеристик вытеснения и систем прогнозирования (зависимость накопленной добычи от $\ln(\text{ВНФ})$, зависимость удельной добычи от накопленной, Максимова М.И., Сазанова Б.Ф., Камбарова Г.С., Blasingame), которые и разрабатывались предметно для залежей, работающих на водонапорном режиме и находящихся на завершающих стадиях. Анализ текущего состояния разработки месторождения позволяет сделать вывод о том, что реализуемая система является достаточно эффективной и в полной степени обеспечивает достижение утвержденных значений КИН. При этом результаты расчетов также позволяют прогнозировать увеличение извлекаемых запасов к концу разработки месторождения примерно на 10% при сохранении текущей системы, возможно и более при ее оптимизации.

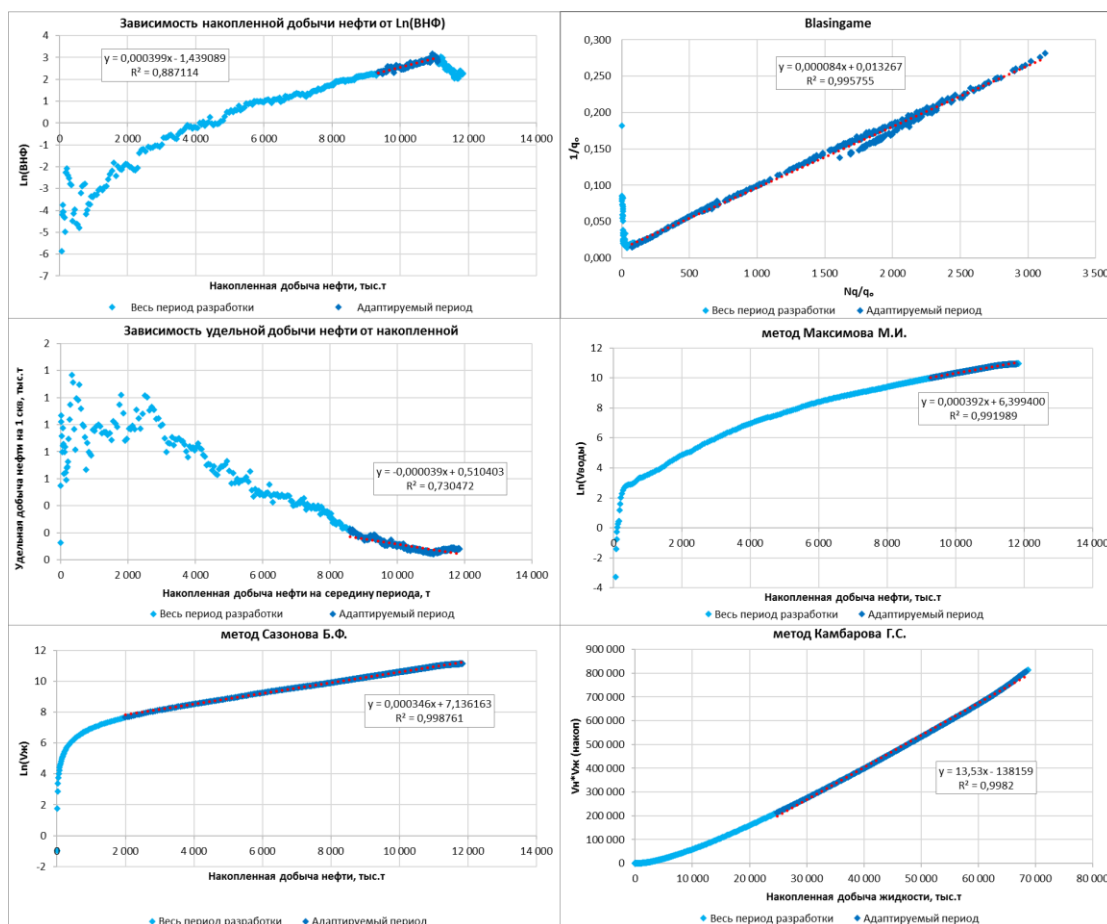


Рис. 3.2.17 – Характеристики вытеснения по I объекту

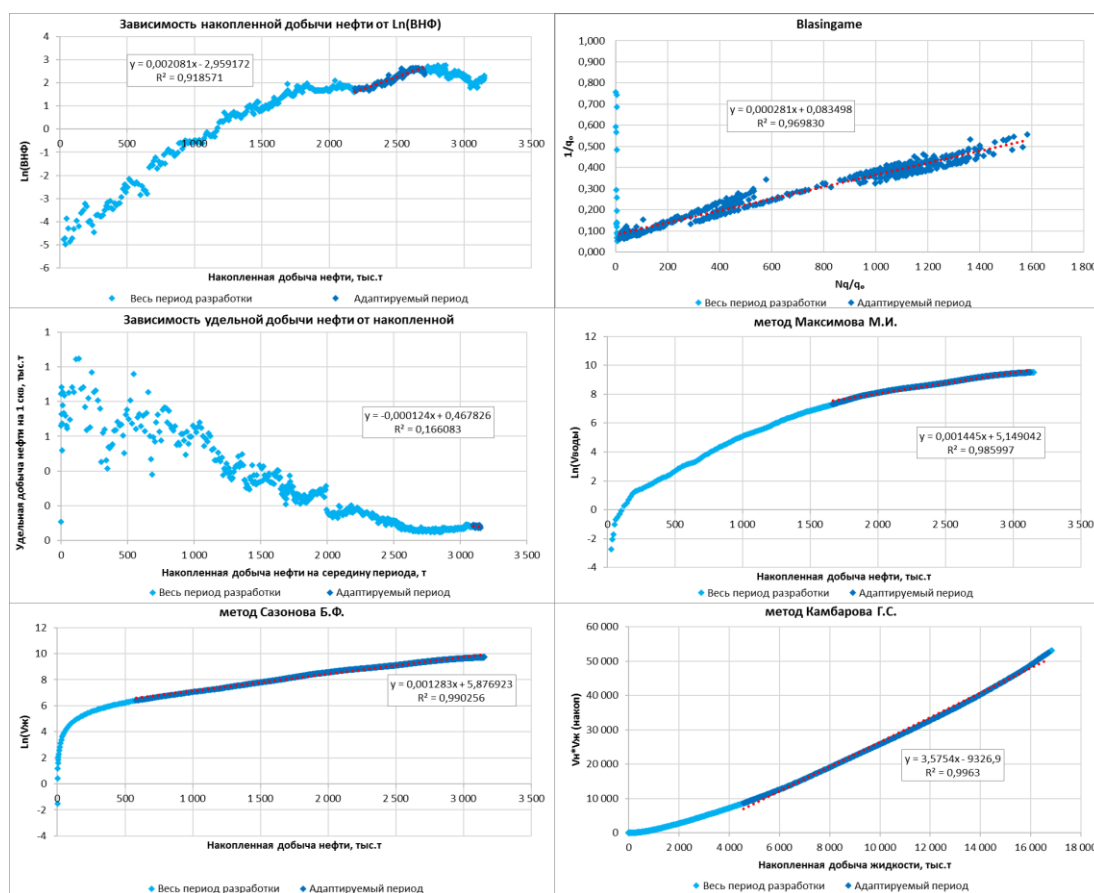


Рис. 3.2.18 – Характеристики вытеснения по II объекту

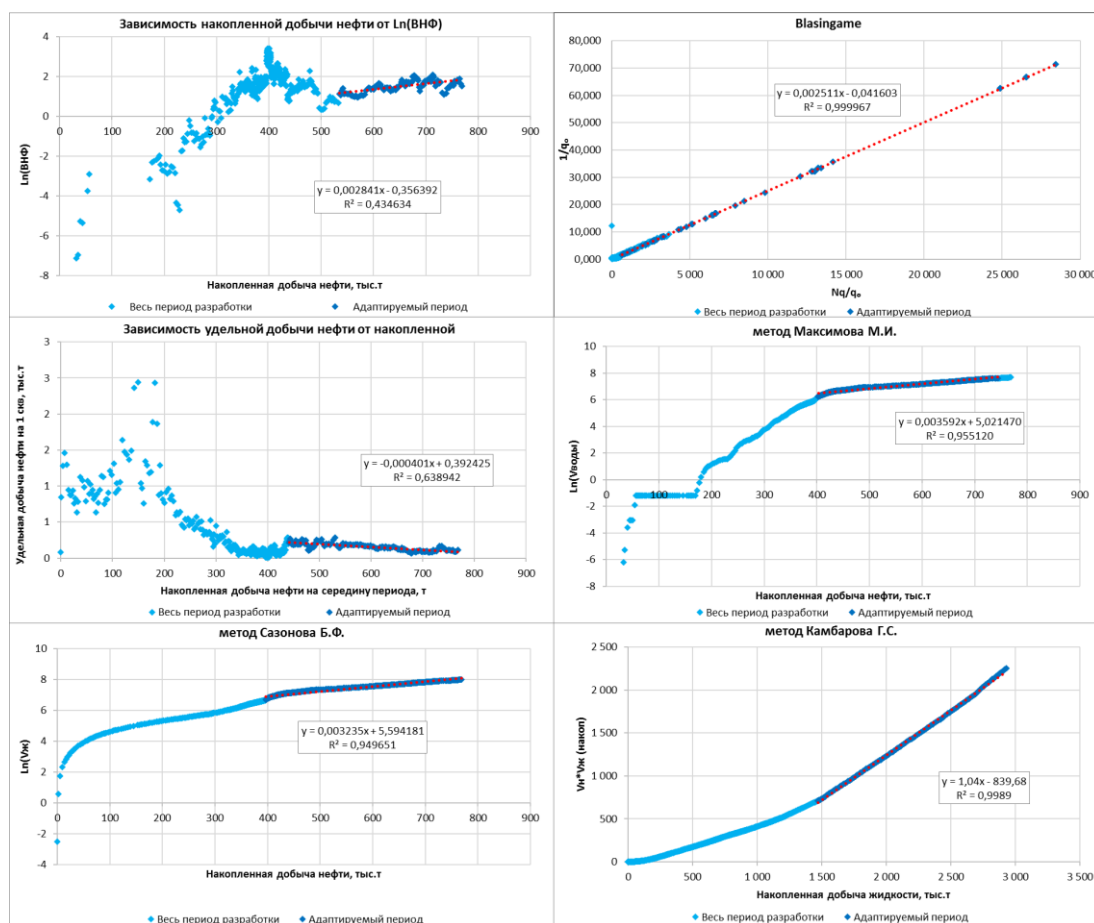


Рис. 3.2.19 – Характеристики вытеснения по III объекту

В целом в связи с тем, что месторождение С.Балгимбаев находится на IV стадии разработки, а общий пробуренный фонд составляет уже 264 скважины, на площади месторождения отсутствуют не разбуренные районы, обладающие промышленными запасами нефти, а дальнейшее эксплуатационное бурение, по большей степени, направлено на уплотнение сетки скважин.

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Месторождение разрабатывается с 1968г. По мере разбуривания объектов, уточнения их особенностей геологического строения, продуктивности и характера насыщения проводились работы по усилению системы воздействия. В частности, с 1970г на I объекте, с 1974г на II объекте начинается организация системы поддержания пластового давления, что позволило стабилизировать энергетику разрабатываемых залежей. Как показал анализ энергетического состояния в целом по объектам снижение текущего давления незначительно, что связано с активностью законтурной области и влиянием закачки на I и II объектах. В течение всего периода на добывающих и нагнетательных скважинах проводятся геолого-технологические мероприятия направленные на повышение эффективности работы, а также увеличения охвата объектов разработкой. Одними из эффективных видов воздействия являются изоляция обводненных интервалов и дострелы нефтенасыщенных толщин согласно результатам исследований ИННК. Также на месторождении проводятся обработка горячей нефтью (ОГН) и обработка растворителями скважин III объекта, что позволяет повысить производительность скважин.

На дату составления НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения С.Балгимбаев» на 01.01.2026г общий пробуренный фонд месторождения составляет 264 скважины. По месторождению в целом фонд добывающих скважин составляет 134 ед. Скважины добывающего механизированным способом с применением ШГН (83 ед.), ЛШПН (32 ед), ЭВН (11 ед). Среднегодовой дебит нефти по скважинам составляет 3,1 т/сут, дебит жидкости- 30,0 т/сут. Основная доля добывающих скважин эксплуатируется на I объекте - 84 ед., на II объекте эксплуатируется 23 скважины, на III объекте - 22 скважины. Фонд нагнетательных скважин составляет 17 ед. Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин составляет 181,6 м³/сут.

За анализируемый период на месторождении было пробурено 5 скважин: №№242, 246 на I объекте разработки, №245 на II объекте разработки, №№243, 244 на III объекте. С целью апробирования технологии горизонтального бурения в условиях данного месторождения в «Анализе разработки...» 2019г на I объекте была заложена горизонтальная скважина на №242. После успешного ввода скважины из бурения в 2019г с начальным дебитом нефти 23,8 т/сут в рамках «Анализа разработки...» 2020г было предложено бурение еще двух горизонтальных скважин №245 на II объекте и №246 на I объекте вступивших в эксплуатацию с начальными дебитами нефти, превышающих проектные значения (16,8т/сут и 25,8 т/сут, соответственно). При сопоставлениях горизонтальных и вертикальных скважин, дебит нефти по горизонтальным скважинам превышает дебит вертикальных скважин в два раза, дебит по горизонтальным скважинам

№№245,246 составляет 22,1 т/сут, в то время как вертикальной скважине №244 дебит составил 10,7 т/сут. В связи с чем, отмечая потенциал горизонтальных скважин, предлагается внедрение полномасштабного бурения горизонтальных скважин, так как данная технология показала высокую эффективность в геолого-физических условиях месторождения С.Балгимбаев. Детальный анализ эффективности ввода скважин из бурения приведен в разделе 3.2.1.

Применяемая компоновка наземного и подземного оборудования добывающих и нагнетательных скважин соответствует условиям безопасной эксплуатации и добычным возможностям скважин.

На дату проекта в целом по месторождению С.Балгимбаев накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 16 774 тыс.т нефти и 97 883,4 тыс.т жидкости. Текущий КИН составил 0,528 доли ед. при утвержденном значении 0,580 доли ед., отбор от НИЗ – 91,0%.

В 2022г был выполнен и защищен в ГКЗ РК «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа ...». В целом по месторождению подсчитанные извлекаемые запасы нефти промышленной категории А+С1 увеличились на 1 768 тыс.т (+10,6%) и составили 18440 тыс.т, что говорит о высоком потенциале данного месторождения.

С реализации проектного документа “Анализ разработки...” 2024г было проведено 2 исследования КВД, 5 исследований КПД и 3 исследования методом установившихся отборов (МУО).

Замер дебитов нефти, буферного и затрубного давления, пластового и забойного давления и пластовой температуры производится согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных проектом.

По мере необходимости в добывающих скважинах проводятся геофизические исследования по контролю за разработкой пластов с целью определения профиля притока, дебита скважины и включают в себя такие методы, ГК, ЛМ (локатор муфт), ТМ (термометрия), ВЛГ (влагометрия), РИС (резистивиметрия), Манометрия, ЭМДС (электромагнитная дефектоскопия), СТД (термокондуктивная дебитометрия), РГД (разно скоростная расходометрия).

С начала реализации проекта в скважинах проведены полные комплексы ГИС, позволившие выделить эффективные толщины, определить фильтрационно-емкостные свойства и коэффициент нефтенасыщенности коллекторов для уточнения геологической модели месторождения и использования при расчетах показателей разработки.

Анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования показал, что устьевое и подземное оборудование скважин соответствует условиям

эксплуатации. Фактические конструкции существующих скважин в части количества и глубин спуска обсадных колонн отвечают горно-геологическим условиям строительства скважин.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. 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.

Модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования 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 $W(x)$. Затем, используя схему Стайлза, которая представляет 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 – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей для месторождения С.Балгимбаев проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

V_{23} – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами,

$V_{2п}$ – неоднородность пластов по проницаемости,

$V_{2я}$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию,

$h_{ср}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин,

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

Учитывались данные о физических свойствах пластовых нефтей, газа, воды и вытесняющих агентов.

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

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки (адаптация модели)

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 $n_o(t)$. Параметр $q_o(t)$ - фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_o(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_d(t) / Q_0(t)}$$

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

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

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_o , 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 проводится прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам объектов

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

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

- объединяемые для совместной разработки пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности, что предопределяет их расположение на близких глубинах, небольшие различия в начальном пластовом давлении и температуре и т.д.;
- природные режимы пластов должны быть одинаковыми;
- пласты должны быть идентичными по литологии и типу коллекторов во избежание различий в характере перемещения жидкости в пластах с разной структурой пустотного пространства, в степени разрушения прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин и т.д.;
- желательно, чтобы пласты мало различались по проницаемости и неоднородности, что способствует приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притоку нефти из всех пластов при общем забойном давлении;
- между выделяемыми эксплуатационными объектами должны иметься надежные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков жидкости между соседними по разрезу объектами;
- вязкость нефти в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах одинаковой, что обеспечивает общие закономерности процесса вытеснения нефти;
- нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества во избежание смеси нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки (например, нельзя объединять пласты с сернистой и бессернистой нефтью);
- эксплуатационный объект должен иметь значительные запасы на единицу своей площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин.

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

В соответствии с п. 108-109 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [4], 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.

На месторождении промышленная нефтеносность установлена в меловых отложениях на Южном крыле и среднеюрских отложениях на Северном крыле.

В 2008г согласно «Проекту разработки...» выделены три эксплуатационных объекта:

- I объект – апт-неокомский и I неокомский горизонты;
- II объект – промежуточный и II неокомский горизонты;
- III объект – среднеюрские горизонты Ю2-I и Ю2- II.

В УПР – 2015г выделение и количество объектов осталось прежним с небольшими уточнениями:

- **I объект** – аптский, апт-неокомский, I неокомский горизонты Южного крыла;
- **II объект** – промежуточный, II неокомский горизонты Южного крыла;
- **III объект** – Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV юрские горизонты Северного крыла;

Таким образом, в рамках настоящего проекта после получения дополнительных данных по результатам бурения новых и опробования в ранее пробуренных скважинах, переинтерпретации материалов ГИС, выделения новых продуктивных горизонтов, с учетом исходных геолого-физических характеристик и текущего состояния разработки продуктивных горизонтов, предлагается оставить ранее принятое выделение эксплуатационных объектов.

Таблица 3.4.1 - Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№№ п/п	Наименование	Объекты								
		I			II		III			
		Аптский	апт-неоком	I-неоком	Промежуточ.,	II-неоком	Ю-I	Ю-II	Ю-III	Ю-IV
1	Средняя глубина залегания, м	473,8	647,6	657,5	668,6	682,1	750,1	819,2	899,2	928,4
2	Тип залежи	пл. сводовые, тектонически экранированные								
3	Тип коллектора	терригенный								
4	Размеры залежи: длина/ширина, км	1,9/0,7	4,9/3,1	4/2,3	1,9/1,4	3,1/1,8	1,8/0,4	0,8/0,2	2,4/0,6	1,1/0,5
5	Площадь нефтеносности В+С1/С2, тыс.м2	1227,4	12361,1	21504,3	1062/522,6	4601	616,4	132	1119	462
6	ВНК, м	468,1/465,3-467	706/707/706	700/707/708	714/702/686-690	704/702	759,9-763,9 752,2-753,8	800-808,8	921/914	935,7
7	Средняя толщина эффективная, м	9,48	8,90	3,38	3,01	8,51	27,72	24,55	19,04	18,06
8	Средняя толщина нефтенасыщенная, м	3,95	7,76	2,89	2,53	5,96	9,84	5,13	5,78	4,17
9	Пористость по ГИС, доли ед.	0,30	0,31	0,26	0,26	0,29	0,27	0,28	0,29	0,28
10	Пористость по керну, доли ед.	-	0,31	0,31	0,30	-	-	-	0,27	-
11	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0.54	0.80	0.58	0.65	0.76	0.61	0.60	0.62	0.63
12	Средняя насыщенность связанной водой, доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	-	496,3	184,2	643,5	490,4	-	-	723,9	-
14	Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²	135,8	774,5	-	-	639,9	207,7	460,3	416,3	-
15	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,60	0,77	0,47	0,44	0,45	0,45	0,60	0,28	0,42
16	Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,59	3,10	1,48	1,24	2,29	3,71	2,68	3,48	3,0
17	Начальное пластовое давление, МПа	2,2	7,7	7,3	8,0	7,5	8,1	-	10,7	-
18	Начальная пластовая температура, °С	23	31,4	30,8	33,0	32,1	39,9	-	45	-
19	Отметка приведения давления и температуры, м	-465,2	-706	-707	-702	-703	-753	-804,4	-917,5	-935,7
20	Текущее пластовое давление, МПа	-	7,5		7,4		9,4			
21	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,878	0,834	0,859	0,876	0,861	0,813	-	0,751	-
22	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	51,2	25,9	26,5	28,4	20,6	2,9	-	1,6	-
23	Давление насыщения нефти газом, МПа	0,45	4,4	4,3	2,8	5,0	3,9	-	1,0	-
24	Относительная плотность газа по воздуху, доли ед.	0,689	0,662	0,772	-	0,672	1,235	-	1,523	-
25	Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³									
26	Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,187	1,187	1,187	1,187
27	Давление насыщения воды газом, МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	Газосодержание нефти, м ³ /т	4,6	21,9	19,4	12,1	24,3	50,0	-	25,9	-
29	Газосодержание воды, м ³ /т	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,030	1,070	1,064	-	1,047	1,106	-	1,124	-
31	Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,891	0,892	0,889	-	0,890	0,846	-	0,803	-
33	Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа×с	112,6	114,1	117,9	-	104,7	14,3	-	4,9	-
34	Плотность воды в стандартных условиях, г/см ³	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,189	1,189	1,189	1,189
35	Содержание серы в нефти, %	0,34	0,3	0,3	-	0,3	0,2	-	0,2	-
36	Содержание парафина в нефти, %	1,24	0,9	0,6	-	0,9	1,7	-	1,5	-
37	Средний коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа)	-	3,46		3,32		3,74			
38	Средний коэффициент приемистости, м ³ /(сут·МПа)	-	59,71		81,6		-			
39	Коэффициент удельной продуктивности по нефти, 10 м ³ /(сут·МПа·м)	-	1,08		1,13		1,25			
40	Коэффициент удельной приемистости, 10 м ³ /(сут·МПа·м)	-	5,42		9,69		-			
41	Пьезопроводность пласта, 10 ⁴ м ² /с	-	0,00004		0,00004		0,00005			
42	Начальные балансовые запасы нефти категории А+В+С ₁ , тыс.т (утв. ГКЗ)	538	21199	2734	426	5251	495	87	753	292
43	То же категории С ₂	-	-	-	70	-	-	-	-	-
44	Начальные балансовые запасы растворенного газа категории А+В+С ₁ , млн.м ³ (утв. ГКЗ)	12,0	467,0	52,0	5,1	127,0	12,0	2,0	19,5	7,5
45	То же категории С ₂	-	-	-	0,9	-	-	-	-	-

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 по основным эксплуатационным объектам. С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

Основные положения рассмотренных вариантов представлены в таблицах 3.4.2-3.4.4.

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант предусматривает продолжение реализаций утвержденных проектных решений АР-2024г с корректировками на текущее состояние. Разработка месторождения предусматривает существующим фондом скважин, с бурением оставшейся одной горизонтальной скважины на III объекте.

Таблица 3.4.2 - Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
215	2026	III	Ограничение водопритока	2,8	
228	2026	III	Ограничение водопритока	2,7	
239	2027	III	Ограничение водопритока	2,1	
241	2027	III	Ограничение водопритока	2,6	
244	2027	III	Ограничение водопритока	2,5	
77	2026	II	Доп. прострел	3,0	Дострел
75	2027	II	Доп. прострел	2,1	Дострел
217	2027	II	Доп. прострел	2,5	Дострел
95	2028	II	Доп. прострел	1,7	Дострел
111	2028	II	Доп. прострел	3,8	Дострел

Таблица 3.4.3 - График бурения скважин по 1 варианту разработки

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Тип конструкции	Глубина, м/проходка м	Описание мероприятия
256	2026	III	Бурение доб.скв	11,7	ГС	710,6/1255,95	Ввод ГС из бурения

Вариант 2 (рекомендуемый)

Второй вариант составлен на базе 1 варианта и предусматривает отмену бурения горизонтальной скважины, проведение скин ГРП в 10 скважинах, ввод из бездействия 1 скважины, также ввод 1 скважины их прочих категории. Дополнительно предусматривается перевод скважин между объектами и дополнительные прострелы.

Таким образом, по второму варианту предусматривается скин ГРП в 10 скважинах, ОВП в 7 скважинах, 2 перевода, дострелы в 12 скважинах, ввод одной скважины из бездействия и одной скважины из наблюдательного фонда.

Таблица 3.4.4 - Программа проведения ГТМ согласно 2 варианту

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
215	2026	III	Ограничение водопритока	2,8	
228	2026	III	Ограничение водопритока	2,7	
30	2026	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
72	2026	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
80	2026	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
209	2026	II	Перевод на др. об.	2,5	Перевод скважины с I объекта на II объект
241	2027	III	Ограничение водопритока	2,6	
244	2027	III	Ограничение водопритока	2,5	
166	2027	I	Доп. прострел	2,5	Доп. прострел
198	2027	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
212	2027	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
89	2027	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
239	2028	III	Ограничение водопритока	2,1	
229	2028	III	Ввод из прочих категорий	4,0	Ввод скважины из наблюдательного фонда
164	2028	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
77	2028	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
237	2028	I	Доп. прострел	2,0	Доп. прострел
110	2028	I	Доп. прострел	2,0	Доп. прострел
189	2029	I	Доп. прострел	2,5	Доп. прострел
201	2029	III	Ввод из БД	2,5	Ввод из бездействия
121	2029	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
99	2030	II	Скин ГРП	3,0	Гидроразрыв пласта
241	2031	III	Доп. прострел	3,0	Доп. прострел
111	2032	II	Доп. прострел	3,8	Доп. прострел
203	2032	III	Доп. прострел	2,1	Доп. прострел
101a	2032	III	Доп. прострел	1,7	Доп. прострел
77	2033	II	Доп. прострел	3,0	Доп. прострел
95	2033	II	Доп. прострел	1,7	Доп. прострел
234	2033	III	Доп. прострел	3,8	Доп. прострел
217	2033	I	Перевод на др. об.	3,5	Перевод скважины с II объекта на I объект
75	2034	II	Доп. прострел	2,1	Доп. прострел
203	2035	III	Ограничение водопритока	2,5	
234	2036	III	Ограничение водопритока	3,0	

Таблица 3.4.5 – Основные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты разработки	Основные объекты		
		I	II	III
Режим разработки	1	водонапорный с приконтурным и законтурным заводнением		водонапорный
	2			
Расстояние между скважинами, м				
- диапазон изменения, м	1	72-672	48-537	72-205
- среднее значение, м		300,4	264,3	124,2
- диапазон изменения, м	2	72-672	48-537	72-205
- среднее значение, м		286,5	260,8	136,8
Плотность сетки, га/скв	1	14,2	6,7	8,7
	2	14,2	6,6	8,7
Режим работы скважин				

Характеристики	Варианты разработки	Основные объекты		
		I	II	III
добывающая	1	Рзаб ≥ Рнас		
	2			
нагнетательная	1	Рзак=2,7-3,8 МПа		-
	2			
Коэффициент использования скважин, д.ед.				
добывающих	1	1,0	1,0	1,0
	2			
нагнетательных	1	0,95	0,95	-
	2			
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.				
добывающих	1	0,98	0,98	0,98
	2			
Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой агента, %	1	98,0-121,8	80,0-100,0	-
	2	95,0-110,8	100,0	-

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

На месторождении реализуется поддержание пластового давления путем площадного заводнения с 1970 года.

Источником воды для системы ППД является попутно-добываемая пластовая вода. При дальнейшей разработке изменений по источникам водоснабжения системы ППД не предусматривается, т.е. основным источником воды для системы ППД месторождения будет являться подтоварная вода.

Требования к качеству воды, используемой для заводнения приведены в разделе 6.5.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем проекте при расчетах технологических показателей разработки, для проверки их результатов использованы статистические методы. Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Погрешности в оценках прогнозных технологических показателей разработки при статистическом подходе связаны, в основном, с недостаточностью информации, что ограничивает надежность известных детерминированных гидродинамических моделей пластовых систем.

Статистические методы прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры. Месторождение С.Балгимбаев разрабатывается уже продолжительное время, имеется большой объем геолого-промысловых данных, наблюдается стабильный и продолжительный период разработки на IV стадии, все выше перечисленное позволяет качественно определить темпы снижения дебитов нефти и заложить их в прогноз.

Сама методология использования статистического подхода проста и предусматривает выведение экспоненциального уравнения по данным истории разработки и получение из него значение темпа падения. Полученное значение темпа падения затем используется для прогнозирования дебита, для этого воспользуемся следующей формулой:

$$q=q_c*\exp(T_{II}*(n+1)) \quad (3.4.1)$$

где:

q – дебит нефти;

q_c – стартовый дебит нефти;

T_{Π} – темп падения;

n – единица измерения прогнозного периода (год, месяц).

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

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.4.2)$$

где:

k – проницаемость, $*10^{-15} \text{ м}^2$;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости и других параметров взяты по результатам ГДИС по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

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

Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации соседних действующих добывающих скважин.

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:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'' \quad (3.4.3)$$

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:

$$k_1^1 = 1 - \left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)^2, \quad (3.4.4)$$

$$\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)} \quad (3.4.5)$$

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:

$$k_1'' = \exp \left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2} \right) \quad (3.4.6)$$

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:

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2 \quad (3.4.7)$$

k_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах зерна 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 I объекта составляет 66,8%, для II объекта – 62,1%.

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта количество резервных скважин по 2 варианту разработки рекомендуется принять в количестве 10 % от общего фонда скважин.

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

Общие положения

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
Ближнее зарубежье	%	17%	15%	15%	16%	16%
Дальнее зарубежье	%	32%	31%	42%	44%	47%
на внутренний рынок	%	51%	54%	43%	40%	37%
Транспортные тарифы по направлениям						
Ближнее зарубежье	тг/тонн	16600	16238	16229	16277	16461
Дальнее зарубежье	тг/тонн	29205	30144	30148	30157	30157
на внутренний рынок	тг/тонн	10275	10678	10824	10865	10922
Цены по направлениям						
Ближнее зарубежье с учетом скидки	тг/тонн	207619	207619	211507	211507	211507
Дальнее зарубежье	тг/тонн	230259	231320	233442	233442	233442
на внутренний рынок	тг/тонн	93306	94915	96004	97780	98998
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

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 и реконструкция 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 таблицах 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	1356,20
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	152,70
Расходы на материалы	тг/тн.н	1526,47
Ремонт автодорог	тыс.тг/скв	63,76
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг/скв	1080,04
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	400,57
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	2313,07
НИР	тыс.тг/скв	1538,34
Геофизические работы	тыс.тг/скв	365,55
Маркшейдерские работы	тыс.тг/скв	91,54
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	3208,08
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	4758,57
Охрана труда	тыс.тг/скв	2043,37
Охрана объектов	тыс.тг/скв	3193,69
Аренда	тыс.тг/скв	1395,26

Страхование	тыс.тг/скв	773,06
Расходы на экологию	тыс.тг/скв	977,63
Прочие услуги	тыс.тг/чел	4,33
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	37,10
Почтовые услуги и связь	тыс.тг/скв	198,11
Услуги по хранению	тыс.тг/скв	202,07
Потери нефти	%	0,6988%
Услуги по информатизации	тыс.тг/скв	158,23
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг/скв	165,09
Ликвидация	тыс.тг	8537,40
Перфорация	тыс.тг	2689,40
РИР	тыс.тг	20891,47
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг	2 248 915,74
Пособия и выплаты, путевки	тыс.тг/чел	2455,80
Затраты на обучение персонала от КВЛ	%	1
Плата за пользование зем участками	тыс.тг/год	1059,76
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/год	1348,60
Плата за загрязнение окр среды	тг/тн.н	111,54
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг/год	797,85
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг	212 148
Средняя стоимость наземного оборудования добывающей скважины	тыс.тг	75 000
Средняя стоимость бурения горизонтальной скважины	тыс.тг	712 004

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 3.5.4).
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.5).
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.5.6).
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов.
- Социальный налог по ставке -6%.
- Социальные отчисления - 5%.
- ОСМС – 3%.

Таблица 3.5.4 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем добычи	Ставка, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5
2.	До 500 000 тонн включительно	7
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18

Таблица 3.5.5 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.6 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Ставка дисконтирования

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

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Как и в настоящее время, разработка залежей месторождения будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством законтурного и приконтурного заводнения по основным эксплуатационным объектам.

С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин.

В рамках рекомендуемого к реализации 2 варианта разработки, который предусматривает отмену бурения горизонтальной скважины, проведение скин ГРП в 10 скважинах, ввод из бездействия 1 скважины, также ввод 1 скважины их прочих категории. Дополнительно предусматривается перевод скважин между объектами и дополнительные прострелы. Таким образом, по второму варианту предусматривается скин ГРП в 10 скважинах, ОВП в 7 скважинах, 2 перевода, дострел в 12 скважинах и два ввода скважин. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2042г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 18 480,3 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,582 доли ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.8 представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом, согласно рекомендуемому варианту 2.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Ввод скважин из консервации, 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	212	0	0	0	0	0	134	17	3,0	28,7	178,0
2027	0	0	0	212	0	0	1	1	0	133	17	2,9	29,3	181,0
2028	0	0	0	213	1	0	3	3	0	131	17	3,0	30,8	187,9
2029	0	0	0	213	0	0	5	5	0	126	17	3,0	31,9	188,4
2030	0	0	0	213	0	0	7	7	0	119	17	3,1	33,6	187,4
2031	0	0	0	213	0	0	1	1	0	118	17	2,9	32,5	180,6
2032	0	0	0	213	0	0	3	3	0	115	17	2,9	32,3	174,7
2033	0	0	0	213	0	0	3	3	0	112	17	2,8	31,9	168,6
2034	0	0	0	213	0	0	5	5	0	107	17	2,8	32,1	162,1
2035	0	0	0	213	0	0	3	3	0	104	17	2,7	31,3	153,8
2036	0	0	0	213	0	0	2	2	0	102	17	2,5	30,9	149,7
2037	0	0	0	213	0	0	6	6	0	96	17	2,5	32,0	146,0
2038	0	0	0	213	0	0	6	6	0	90	17	2,5	33,0	141,7
2039	0	0	0	213	0	0	2	2	0	88	17	2,4	32,7	137,8
2040	0	0	0	213	0	0	2	2	0	86	17	2,3	32,4	133,8
2041	0	0	0	213	0	0	3	3	0	83	17	2,3	33,1	132,1
2042	0	0	0	213	0	0	2	2	0	81	17	2,2	33,4	130,5
2043	0	0	0	213	0	0	4	4	0	77	17	2,2	33,8	125,9
2044	0	0	0	213	0	0	2	2	0	75	17	2,1	33,5	121,8
2045	0	0	0	213	0	0	4	4	0	71	17	2,0	34,1	117,7

Таблица 4.1.2 - 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	139,2	0,8	8,4	16913,2	91,7	0,532	1333,5	99276,1	89,6	1049,5	126057,3	3,064	312,546
2027	135,4	0,7	8,9	17048,6	92,5	0,537	1349,5	100625,6	90,0	1066,9	127124,2	2,978	315,524
2028	135,1	0,7	9,7	17183,7	93,2	0,541	1399,0	102024,6	90,3	1110,6	128234,8	2,973	318,497
2029	132,0	0,7	10,5	17315,7	93,9	0,545	1395,7	103420,2	90,5	1110,5	129345,3	2,903	321,400
2030	128,3	0,7	11,4	17444,0	94,6	0,549	1385,6	104805,9	90,7	1104,8	130450,1	2,823	324,223
2031	120,2	0,7	12,1	17564,2	95,3	0,553	1331,8	106137,6	91,0	1064,7	131514,8	2,644	326,867
2032	114,7	0,6	13,1	17678,9	95,9	0,556	1289,8	107427,5	91,1	1032,6	132547,4	2,524	329,391
2033	109,5	0,6	14,4	17788,4	96,5	0,560	1240,8	108668,2	91,2	994,1	133541,5	2,409	331,800
2034	102,8	0,6	15,8	17891,2	97,0	0,563	1190,0	109858,3	91,4	955,4	134496,8	2,262	334,062
2035	96,0	0,5	17,5	17987,3	97,5	0,566	1127,5	110985,7	91,5	906,4	135403,2	2,112	336,174
2036	90,4	0,5	20,0	18077,7	98,0	0,569	1097,2	112082,9	91,8	884,7	136287,9	1,989	338,163
2037	84,6	0,5	23,3	18162,3	98,5	0,572	1063,7	113146,6	92,0	860,4	137148,2	1,861	340,024
2038	79,2	0,4	28,5	18241,4	98,9	0,574	1029,4	114176,0	92,3	835,0	137983,2	1,741	341,765
2039	74,6	0,4	37,6	18316,0	99,3	0,576	998,8	115174,9	92,5	812,2	138795,4	1,642	343,407
2040	69,9	0,4	56,4	18385,9	99,7	0,579	970,1	116145,0	92,8	791,1	139586,5	1,537	344,944
2041	65,9	0,4	122,0	18451,9	100,1	0,581	952,3	117097,2	93,1	778,8	140365,3	1,452	346,396
2042	62,1	0,3	-522,5	18513,9	100,4	0,583	937,3	118034,5	93,4	769,1	141134,4	1,365	347,761
2043	57,7	0,3	-78,0	18571,6	100,7	0,584	902,0	118936,5	93,6	741,9	141876,3	1,268	349,029
2044	53,8	0,3	-40,9	18625,4	101,0	0,586	872,8	119809,3	93,8	719,7	142596,0	1,183	350,212
2045	49,8	0,3	-26,9	18675,2	101,3	0,588	839,5	120648,8	94,1	693,9	143289,9	1,096	351,308

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	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	172	0	0	3	1	2	89	12	2,9	28,7	186,4
2027	0	0	0	172	0	0	1	1	0	88	12	2,7	28,9	186,0
2028	0	0	0	172	0	0	4	4	0	84	12	2,7	31,4	193,4
2029	0	0	0	173	1	0	4	4	0	81	12	2,8	32,3	192,8
2030	0	0	0	173	0	0	6	6	0	75	12	2,9	34,6	191,8
2031	0	0	0	173	0	0	1	1	0	74	12	2,7	33,0	183,2
2032	0	0	0	173	0	0	3	3	0	71	12	2,5	32,4	175,0
2033	0	0	0	173	0	0	2	2	0	69	12	2,4	31,3	164,9
2034	0	0	0	173	0	0	5	5	0	64	12	2,3	31,4	155,2
2035	0	0	0	173	0	0	1	1	0	63	12	2,1	29,8	144,5
2036	0	0	0	173	0	0	2	2	0	61	12	2,0	29,1	139,7
2037	0	0	0	173	0	0	5	5	0	56	12	1,9	29,3	131,4
2038	0	0	0	173	0	0	6	6	0	50	12	1,9	29,9	121,6
2039	0	0	0	173	0	0	2	2	0	48	12	1,8	28,7	114,7
2040	0	0	0	173	0	0	2	2	0	46	12	1,7	28,0	110,2
2041	0	0	0	173	0	0	3	3	0	43	12	1,6	27,8	104,8
2042	0	0	0	173	0	0	2	2	0	41	12	1,5	27,0	103,4
2043	0	0	0	173	0	0	3	3	0	38	12	1,5	27,0	97,8
2044	0	0	0	173	0	0	2	2	0	36	12	1,4	26,6	92,9
2045	0	0	0	173	0	0	4	4	0	32	12	1,4	27,4	88,1

Таблица 4.1.4 - 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, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	90,1	0,7	10,8	12595,7	94,4	0,515	886,7	76013,5	89,8	775,7	107168,0	96,3	1,982	236,836
2027	81,8	0,6	10,9	12677,5	95,0	0,518	881,1	76894,6	90,7	773,9	107942,0	97,0	1,800	238,636
2028	79,7	0,6	12,0	12757,2	95,6	0,521	916,9	77811,5	91,3	807,1	108749,1	97,3	1,753	240,389
2029	77,7	0,6	13,3	12834,9	96,2	0,524	907,1	78718,6	91,4	802,4	109551,5	97,9	1,709	242,098
2030	74,7	0,6	14,7	12909,5	96,8	0,528	899,5	79618,1	91,7	797,9	110349,4	98,2	1,642	243,740
2031	68,1	0,5	15,7	12977,6	97,3	0,530	846,2	80464,3	92,0	762,1	111111,6	99,8	1,498	245,238
2032	62,3	0,5	17,1	13039,9	97,7	0,533	800,4	81264,7	92,2	730,1	111841,7	101,2	1,371	246,609
2033	56,4	0,4	18,6	13096,3	98,2	0,535	748,6	82013,3	92,5	686,2	112527,9	101,7	1,240	247,849
2034	51,0	0,4	20,7	13147,3	98,5	0,537	697,6	82710,9	92,7	645,9	113173,7	102,8	1,121	248,970
2035	46,1	0,3	23,6	13193,4	98,9	0,539	652,0	83362,9	92,9	601,3	113775,0	102,5	1,015	249,985
2036	42,0	0,3	28,1	13235,5	99,2	0,541	616,2	83979,1	93,2	583,1	114358,1	105,3	0,925	250,910
2037	37,7	0,3	35,1	13273,2	99,5	0,542	569,5	84548,6	93,4	546,6	114904,7	106,9	0,830	251,740
2038	33,5	0,3	48,0	13306,7	99,7	0,544	518,2	85066,8	93,5	506,1	115410,8	108,8	0,737	252,477
2039	29,9	0,2	82,4	13336,6	100,0	0,545	477,5	85544,4	93,7	477,4	115888,2	111,4	0,659	253,136
2040	27,1	0,2	424,8	13363,7	100,2	0,546	448,2	85992,6	94,0	459,6	116347,8	114,4	0,596	253,732
2041	24,3	0,2	-117,1	13388,0	100,3	0,547	414,7	86407,2	94,2	435,9	116783,8	117,3	0,534	254,266
2042	21,7	0,2	-48,3	13409,7	100,5	0,548	384,3	86791,5	94,3	430,3	117214,0	125,1	0,478	254,744
2043	19,4	0,1	-29,1	13429,1	100,6	0,549	355,9	87147,4	94,5	407,0	117621,0	127,8	0,427	255,171
2044	17,4	0,1	-20,2	13446,5	100,8	0,549	332,5	87479,9	94,8	387,7	118008,7	130,4	0,383	255,554
2045	15,3	0,1	-14,8	13461,8	100,9	0,550	303,9	87783,8	95,0	366,4	118375,1	134,9	0,337	255,891

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, 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	85	0	0	4	4	0	23	5	4,5	37,6	157,9
2027	0	0	0	85	0	0	0	0	0	23	5	5,0	40,2	169,0
2028	0	0	0	86	1	0	0	0	0	24	5	4,9	39,8	174,5
2029	0	0	0	86	0	0	1	1	0	23	5	5,0	42,3	177,7
2030	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,9	42,2	177,0
2031	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,7	41,6	174,5
2032	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,6	41,5	174,0
2033	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,7	42,4	177,6
2034	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,6	42,6	178,5
2035	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,3	42,1	176,0
2036	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,1	41,6	173,5
2037	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	4,0	43,5	181,0
2038	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	3,9	45,6	189,7
2039	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	3,8	46,5	193,1
2040	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	3,6	46,0	190,6
2041	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	3,5	47,8	197,8
2042	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	3,3	47,2	195,4
2043	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	3,2	46,7	193,2
2044	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	3,0	46,3	191,0
2045	0	0	0	86	0	0	0	0	0	23	5	2,8	45,8	188,9

Таблица 4.1.6 - 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, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	36,3	0,9	6,2	3410,3	86,2	0,601	299,6	19002,1	87,9	273,8	18889,3	100,0	0,798	61,665
2027	39,7	1,0	7,3	3450,0	87,2	0,608	320,2	19322,3	87,6	292,9	19182,2	100,0	0,873	62,538
2028	41,0	1,0	8,1	3491,0	88,2	0,615	331,8	19654,1	87,6	303,5	19485,7	100,0	0,902	63,440
2029	39,7	1,0	8,5	3530,7	89,2	0,622	337,5	19991,6	88,2	308,1	19793,8	100,0	0,873	64,313
2030	39,3	1,0	9,2	3570,0	90,2	0,629	336,2	20327,8	88,3	306,9	20100,7	100,0	0,865	65,178
2031	37,1	0,9	9,6	3607,1	91,2	0,635	332,0	20659,8	88,8	302,5	20403,2	100,0	0,817	65,995
2032	36,5	0,9	10,4	3643,6	92,1	0,642	332,2	20992,0	89,0	302,5	20705,7	100,0	0,804	66,799
2033	37,2	0,9	11,9	3680,8	93,0	0,648	338,0	21330,0	89,0	307,9	21013,6	100,0	0,819	67,618
2034	36,6	0,9	13,3	3717,5	93,9	0,655	340,1	21670,1	89,2	309,5	21323,1	100,0	0,805	68,423
2035	34,6	0,9	14,4	3752,0	94,8	0,661	335,7	22005,8	89,7	305,1	21628,1	100,0	0,760	69,183
2036	32,7	0,8	16,0	3784,7	95,6	0,667	332,4	22338,2	90,2	301,6	21929,8	100,0	0,719	69,902
2037	31,9	0,8	18,5	3816,6	96,5	0,672	346,5	22684,7	90,8	313,8	22243,5	100,0	0,701	70,603
2038	31,2	0,8	22,2	3847,8	97,2	0,678	363,9	23048,7	91,4	328,9	22572,4	100,0	0,687	71,290
2039	30,5	0,8	27,9	3878,3	98,0	0,683	370,9	23419,5	91,8	334,8	22907,2	100,0	0,671	71,961
2040	28,9	0,7	36,7	3907,2	98,7	0,688	367,6	23787,2	92,1	331,4	23238,6	100,0	0,635	72,596
2041	28,2	0,7	56,7	3935,4	99,5	0,693	380,9	24168,0	92,6	342,9	23581,5	100,0	0,621	73,217
2042	26,6	0,7	123,4	3962,1	100,1	0,698	376,8	24544,8	92,9	338,8	23920,4	100,0	0,586	73,803
2043	25,2	0,6	-497,9	3987,2	100,8	0,702	372,8	24917,6	93,3	334,9	24255,3	100,0	0,553	74,356
2044	23,8	0,6	-78,8	4011,0	101,4	0,707	370,0	25287,6	93,6	332,1	24587,3	100,0	0,524	74,880
2045	22,4	0,6	-41,5	4033,5	101,9	0,710	365,3	25652,9	93,9	327,5	24914,8	100,0	0,494	75,374

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед. всего	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. добывающих	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нагнетательных	жидкости	
2026	0	0	0	26	0	0	0	0	0	22	0	1,7	19,3	0,0
2027	0	0	0	26	0	0	0	0	0	22	0	1,8	19,4	0,0
2028	0	0	0	27	0	1	0	0	0	23	0	1,8	19,2	0,0
2029	0	0	0	27	0	0	1	1	0	22	0	1,9	19,8	0,0
2030	0	0	0	27	0	0	1	1	0	21	0	2,0	20,6	0,0
2031	0	0	0	27	0	0	0	0	0	21	0	2,1	21,1	0,0
2032	0	0	0	27	0	0	0	0	0	21	0	2,2	21,5	0,0
2033	0	0	0	27	0	0	1	1	0	20	0	2,3	22,2	0,0
2034	0	0	0	27	0	0	0	0	0	20	0	2,2	22,0	0,0
2035	0	0	0	27	0	0	2	2	0	18	0	2,5	22,4	0,0
2036	0	0	0	27	0	0	0	0	0	18	0	2,5	23,7	0,0
2037	0	0	0	27	0	0	1	1	0	17	0	2,5	25,1	0,0
2038	0	0	0	27	0	0	0	0	0	17	0	2,4	25,0	0,0
2039	0	0	0	27	0	0	0	0	0	17	0	2,4	25,5	0,0
2040	0	0	0	27	0	0	0	0	0	17	0	2,4	26,1	0,0
2041	0	0	0	27	0	0	0	0	0	17	0	2,3	26,6	0,0
2042	0	0	0	27	0	0	0	0	0	17	0	2,3	29,9	0,0
2043	0	0	0	27	0	0	1	1	0	16	0	2,4	31,2	0,0
2044	0	0	0	27	0	0	0	0	0	16	0	2,3	30,6	0,0
2045	0	0	0	27	0	0	0	0	0	16	0	2,2	30,7	0,0

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III 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	12,9	1,1	5,2	907,3	79,6	0,558	147,2	4260,5	91,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,284	14,046
2027	13,9	1,2	6,0	921,1	80,8	0,566	148,2	4408,7	90,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,305	14,351
2028	14,5	1,3	6,6	935,6	82,1	0,575	150,3	4559,0	90,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,318	14,669
2029	14,6	1,3	7,1	950,2	83,3	0,584	151,1	4710,1	90,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	14,990
2030	14,4	1,3	7,6	964,5	84,6	0,593	149,9	4860,0	90,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,316	15,306
2031	15,0	1,3	8,5	979,5	85,9	0,602	153,6	5013,6	90,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,329	15,635
2032	15,9	1,4	9,9	995,4	87,3	0,612	157,2	5170,8	89,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,349	15,984
2033	15,9	1,4	11,0	1011,3	88,7	0,622	154,1	5324,9	89,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,350	16,334
2034	15,3	1,3	11,9	1026,5	90,0	0,631	152,3	5477,3	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,336	16,670
2035	15,3	1,3	13,5	1041,9	91,4	0,640	139,7	5617,0	89,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,337	17,007
2036	15,7	1,4	16,0	1057,5	92,8	0,650	148,6	5765,6	89,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,345	17,352
2037	15,0	1,3	18,2	1072,5	94,1	0,659	147,7	5913,3	89,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,330	17,682
2038	14,4	1,3	21,4	1086,9	95,3	0,668	147,3	6060,5	90,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,317	17,999
2039	14,2	1,2	26,7	1101,1	96,6	0,677	150,5	6211,0	90,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,312	18,311
2040	13,9	1,2	35,8	1115,0	97,8	0,685	154,3	6365,2	91,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,306	18,617
2041	13,5	1,2	54,0	1128,5	99,0	0,694	156,7	6522,0	91,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,297	18,914
2042	13,7	1,2	119,0	1142,2	100,2	0,702	176,2	6698,2	92,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,301	19,215
2043	13,1	1,1	-598,0	1155,3	101,3	0,710	173,3	6871,5	92,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,288	19,503
2044	12,6	1,1	-82,2	1167,9	102,4	0,718	170,3	7041,8	92,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,276	19,779
2045	12,1	1,1	-43,3	1179,9	103,5	0,725	170,3	7212,1	92,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,265	20,044

Таблица 4.1.9 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

Наименование	Объекты		
	I	II	III
Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв	14,2	6,6	9,0
Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв	14,2	6,6	8,7
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год	90,4	46,0	30,9
Темп отбора при проектном уровне добычи (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	0,7	1,2	2,7
Год выхода на проектный уровень	2026	2023	2023
Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год	913,2	374,2	283,5
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год	1,989	1,011	0,683
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м ³ /год	801,4	335,9	-
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	172	89	30
в том числе: добывающих	90	89	30
нагнетательных	12	5	-
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	-	-	-
в том числе: добывающих	-	-	-
нагнетательных	-	-	-
Фонд резервных скважин, шт.	-	-	-
Накопленная добыча за проектный период, тыс.т:			
нефти	895,5	588,0	247,7
жидкости	11632,4	5839,7	2568,7
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т:			
нефти	13384,1	3956,1	1140,1
жидкости	86593,9	24492,6	6658,2
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,547	0,697	0,701
Средняя обводненность к концу разработки, %	94,4	92,9	92,1

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

Таблица 4.1.10 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№	Параметры		Объекты		
			I	II	III
1	Плотность сетки скважин, га/скв	на начало разбурирования	14,2	6,6	9,0
		на конец разбурирования	14,2	6,6	8,7
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту		6:1	6:1	-
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		28,6	31,5	29,5
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
1	2	3	4	5	6	7	8
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО							
Обустройство промысла							
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	1 081 818	481818	0	200000	200000	200000
Работы по строительству АМС с разработкой ПИР	тыс.тг.	105 900	105900	0	0	0	0
Строительство площадок для сбора и хранения металлолома	тыс.тг.	920 788	0	0	200000	200000	520788
Ремонт общежитий на 100 мест	тыс.тг.	93 391	93391	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	973 861	370777	165315	160633	138562	138574
Резервуары Строительство РВС-5000м3 с демонтажом существующего (РВС-2000м3 №8)	тыс.тг.	557 583	127587	429996	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	108 939	31539	21005	19091	18729	18575
ПИР по строительству	тыс.тг.	127 617	37434	0	30000	30183	30000
Закуп ОС	тыс.тг.	2 222 308	571481	394640	406458	418596	431134
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	6 192 204	1819926	1010956	1016182	1006070	1339070
Итого с инфляцией	тыс.тг.	6 534 739	1819926	1041284	1077153	1096617	1499759
ВСЕГО	тыс.тг.	6 192 204	1819926	1010956	1016182	1006070	1339070
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	6 534 739	1819926	1041284	1077153	1096617	1499759

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НДС (с выручки)	тыс.тг.	13 120 341	1 051 744	1 104 707	882 334	822 974	745 276	715 438	699 750
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	9 722 442	456 913	521 178	562 277	567 857	563 125	572 353	566 775
Налог на имущество	тыс.тг.	523 983	11 835	28 299	37 558	45 782	55 467	56 708	48 202
Прочие налоги	тыс.тг.	341 714	17 575	18 009	18 883	19 429	19 919	19 312	19 029
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	36 739 662	1 658 339	1 517 709	1 921 745	1 963 933	2 013 627	1 933 009	1 890 622
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	40 949 752	2 197 224	1 997 831	2 486 510	2 541 523	2 604 450	2 439 197	2 327 523
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	24 603 171	1 730 898	1 620 250	1 890 461	1 702 838	1 725 450	1 664 110	1 629 803
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	318	18	18	19	19	20	19	18
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	6 710 081	742 619	553 506	633 673	624 579	563 061	480 843	472 286
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	106 470 782	5 763 676	5 152 093	6 668 792	6 642 988	6 799 842	6 450 113	6 254 508
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	23 498 680	1 454 353	1 344 327	1 419 550	1 426 227	1 505 885	1 216 801	1 200 844
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	10 378 340	402 609	239 620	537 216	603 253	760 609	501 363	501 094
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	119 591 123	6 815 420	6 256 800	7 551 126	7 465 961	7 545 118	7 165 550	6 954 258

Продолжение таблицы 4.2.2

	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
НДС (с выручки)	тыс.тг.	684 915	659 280	630 933	608 859	584 017	560 046	541 090	519 610	502 495	484 714	461 721	441 275	419 164
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	565 656	553 681	551 461	554 272	516 236	489 898	485 561	466 047	388 981	355 187	337 973	333 050	313 962
Налог на имущество	тыс.тг.	40 972	34 826	29 603	25 162	21 388	18 180	15 454	13 136	11 166	9 491	8 068	6 858	5 829
Прочие налоги	тыс.тг.	18 768	18 262	17 697	17 276	16 795	16 335	15 992	15 594	15 297	14 988	14 562	14 197	13 796
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	1 850 542	1 781 278	1 704 689	2 093 699	2 008 273	1 925 842	1 860 658	1 786 794	1 727 942	1 904 912	1 814 549	1 734 196	1 647 304
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	2 407 833	2 261 180	2 111 179	2 140 521	2 003 107	1 874 037	1 892 619	1 773 158	1 672 932	1 679 334	1 560 655	1 546 114	1 432 825
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 598 345	1 541 312	1 481 711	1 436 278	859 489	824 105	786 430	755 210	730 336	704 493	671 074	641 357	609 222
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	18	17	17	16	15	15	14	14	13	13	12	12	11
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	413 737	387 037	311 159	122 431	193 207	201 720	135 162	114 585	232 905	182 740	163 980	96 503	84 349
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	6 210 954	5 918 313	5 576 581	5 780 797	5 034 493	4 790 087	4 650 800	4 404 928	4 277 078	4 366 443	4 109 152	3 931 012	3 688 132
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	1 188 512	1 156 630	1 136 633	1 123 411	1 136 854	1 096 856	1 082 053	1 062 991	1 035 205	1 017 577	986 528	969 502	937 941
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	503 597	497 351	505 700	514 551	552 837	536 810	540 964	543 381	532 710	532 863	524 807	528 228	518 777
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	6 895 869	6 577 593	6 207 514	6 389 656	5 618 510	5 350 133	5 191 890	4 924 538	4 779 573	4 851 157	4 570 873	4 372 286	4 107 297

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продажа продукции по направлениям									
Нефти									
на экспорт	тыс. тонн	1136,254	67,816	61,661	76,744	78,442	80,384	75,284	71,837
на внутренний рынок	тыс. тонн	751,699	70,450	72,743	57,441	52,604	47,051	44,066	42,048
Цена реализации продукции									
Нефти									
на экспорт	тг/тонн		222305,98	223759,73	227644,89	227606,63	227727,44	233420,63	239256,14
на внутренний рынок	тг/тонн		93305,61	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	101472,95	104009,77
Производственная прибыль от реализации									
Нефти									
на экспорт	тыс.тг.	291609698,2	15075804,57	13797352,76	17470409,73	17853938,28	18305703,16	17572808,84	17187473,63
на внутренний рынок	тыс.тг.	82002129,7	6573402,66	6904417,80	5514588,54	5143585,76	4657974,92	4471486,41	4373435,99
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	373 611 827,92	21649207,23	20701770,56	22984998,27	22997524,04	22963678,07	22044295,25	21560909,62

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	68,599	64,421	60,148	56,628	53,0	49,6	46,7	43,8	41,3	38,9	36,1	33,7	31,2
на внутренний рынок	тыс. тонн	40,153	37,708	35,206	33,146	31,0	29,0	27,4	25,6	24,2	22,8	21,1	19,7	18,3
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн	245237,55	251368,48	257652,70	264094,01	270696,4	277463,8	284400,4	291510,4	298798,1	306268,1	313924,8	321772,9	329817,2
на внутренний рынок	тг/тонн	106610,02	109275,27	112007,15	114807,33	117677,5	120619,5	123634,9	126725,8	129894,0	133141,3	136469,8	139881,6	143378,6
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг.	16823105,38	16193432,04	15497176,19	14954993,91	14344809,9	13756015,2	13290410,9	12762812,0	12342445,1	11905700,6	11340932,1	10838726,1	10295648,0
на внутренний рынок	тыс.тг.	4280720,72	4120497,29	3943331,61	3805370,70	3650106,4	3500284,8	3381809,5	3247559,4	3140595,0	3029463,2	2885755,2	2757966,4	2619777,5
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	21103826,10	20313929,33	19440507,81	18760364,62	17994916,3	17256299,9	16672220,3	16010371,4	15483040,1	14935163,8	14226687,2	13596692,5	12915425,5

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	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	3 338 682,03	184 403,78	188 216,89	197 305,33	202 323,28	206 586,80	198 315,81	193 967,15	189 855,12
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	384 942,23	21 261,32	21 700,97	22 748,84	23 327,40	23 818,97	22 865,35	22 363,96	21 889,85
Затраты на материалы	тыс.тг.	3 757 865,61	207 556,34	211 848,20	222 077,72	227 725,70	232 524,51	223 215,07	218 320,43	213 692,11
Ремонт автодорог	тыс.тг.	93 168,35	8 671,85	4 518,75	4 673,34	4 719,71	4 680,38	4 757,08	4 710,72	4 701,42
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	1 578 099,63	146 885,16	76 539,22	79 157,67	79 943,21	79 277,01	80 576,09	79 790,81	79 633,33
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	903 783,26	54 477,51	45 419,61	46 973,44	47 439,59	47 044,26	47 815,15	47 349,16	47 255,70
Ремонт скважин	тыс.тг.	5 214 595,09	314 578,11	318 877,77	279 724,49	260 356,31	252 544,87	334 496,53	298 159,19	307 569,57
НИР	тыс.тг.	4 286 288,26	209 214,49	218 035,85	225 494,97	227 732,71	225 834,94	229 535,59	227 298,59	226 849,98
Геофизические работы	тыс.тг.	1 018 534,76	49 714,86	51 811,05	53 583,53	54 115,28	53 664,32	54 543,69	54 012,12	53 905,52
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	255 069,75	12 450,00	12 974,94	13 418,82	13 551,99	13 439,05	13 659,27	13 526,15	13 499,46
Транспортные услуги	тыс.тг.	8 938 698,89	436 299,48	454 695,69	470 251,07	474 917,69	470 960,04	478 677,45	474 012,38	473 076,82
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	13 258 836,39	647 166,17	674 453,40	697 526,80	704 448,82	698 578,42	710 025,71	703 105,97	701 718,26
Охрана труда	тыс.тг.	5 693 438,81	277 897,76	289 615,09	299 522,98	302 495,34	299 974,55	304 890,10	301 918,71	301 322,82
Охрана объектов	тыс.тг.	12 103 748,79	434 341,27	456 058,33	478 861,25	502 804,31	527 944,53	541 143,14	554 671,72	568 538,51
Аренда	тыс.тг.	3 887 617,88	189 755,32	197 756,20	204 521,54	206 551,15	204 829,89	208 186,34	206 157,41	205 750,52
Расходы на экологию	тыс.тг.	2 723 963,74	132 957,16	138 563,18	143 303,50	144 725,60	143 519,55	145 871,34	144 449,72	144 164,62
Прочие услуги	тыс.тг.	13 163,13	702,45	732,07	757,11	764,62	758,25	770,68	763,17	761,66
Командировочные расходы	тыс.тг.	103 379,54	5 045,97	5 258,73	5 438,64	5 492,61	5 446,84	5 536,09	5 482,14	5 471,32

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	551 992,92	26 942,87	28 078,90	29 039,49	29 327,67	29 083,27	29 559,85	29 271,76	29 213,99
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	80 913 213,83	4 317 918,21	4 499 979,69	4 653 926,36	4 700 110,37	4 660 942,78	4 737 319,57	4 691 150,78	4 681 891,93
Затраты на персонал	тыс.тг.	7 363 040,98	392 927,28	409 494,73	423 503,76	427 706,47	424 142,25	431 092,48	426 891,16	426 048,61
Услуги по хранению	тыс.тг.	563 033,91	27 481,79	28 640,53	29 620,34	29 914,28	29 665,00	30 151,10	29 857,26	29 798,33
Потери нефти	тыс.тг.	1 423 435,49	75 738,90	77 818,34	82 214,26	81 696,10	82 419,84	82 226,24	81 299,45	80 816,86
Услуги по информатизации	тыс.тг.	440 873,34	21 519,11	22 426,44	23 193,66	23 423,83	23 228,63	23 609,27	23 379,18	23 333,03
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	4 170 146,86	175 846,44	187 703,57	205 163,40	215 396,50	225 019,30	222 256,98	220 956,98	218 028,41
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	653 408,61	182 718,29	191 854,21	134 297,95	70 506,42	74 031,74	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	44 450,70	0,00	0,00	21 683,27	22 767,43	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	1 171 499,69	0,00	8 964,27	37 649,93	59 298,65	72 640,84	10 636,69	43 610,45	33 525,53
Вывод из бд	тыс.тг.	14 383,16	0,00	0,00	0,00	0,00	14 383,16	0,00	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	39 690,80	0,00	2 823,87	5 930,13	3 113,32	0,00	3 350,71	10 303,42	10 561,01
РИР	тыс.тг.	166 867,46	41 782,94	43 872,09	23 032,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	165 069 913,90	8 596 254,84	8 868 732,59	9 114 596,46	9 146 696,33	9 126 983,99	9 175 083,39	9 106 779,92	9 092 874,29
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	9 722 442,27	456 912,91	521 178,06	562 277,47	567 857,32	563 125,18	572 352,86	566 774,84	565 656,21
Налог на имущество	тыс.тг.	523 982,94	11 835,15	28 298,96	37 558,50	45 782,19	55 466,67	56 707,70	48 201,71	40 971,69
Земельный налог	тыс.тг.	29 532,18	1 059,76	1 112,75	1 168,38	1 226,80	1 288,14	1 320,35	1 353,35	1 387,19
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	274 600,84	15 166,89	15 480,51	16 228,02	16 640,74	16 991,41	16 311,13	15 953,46	15 615,26
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	37 581,33	1 348,60	1 416,03	1 486,83	1 561,17	1 639,23	1 680,21	1 722,22	1 765,27
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	24 603 170,71	1 730 897,58	1 620 249,64	1 890 460,82	1 702 838,19	1 725 449,57	1 664 109,85	1 629 803,16	1 598 344,54
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	317,50	17,54	17,90	18,77	19,24	19,64	18,86	18,45	18,05
Итого производственных затрат	тыс.тг.	200 261 541,68	10 813 493,27	11 056 486,44	11 623 795,25	11 482 621,99	11 490 963,82	11 487 584,34	11 370 607,13	11 316 632,50
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	47 361 690,25	2 404 162,56	2 400 816,15	2 716 834,10	2 737 551,88	2 762 001,51	2 651 420,93	2 593 280,78	2 538 304,16
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	36 739 661,74	1 658 338,50	1 517 708,80	1 921 745,07	1 963 933,21	2 013 627,35	1 933 008,97	1 890 622,10	1 850 541,59
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	40 949 752,45	2 197 224,11	1 997 831,48	2 486 509,90	2 541 523,45	2 604 450,22	2 439 197,49	2 327 522,88	2 407 832,77
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	125 051 104,44	6 259 725,18	5 916 356,43	7 125 089,07	7 243 008,55	7 380 079,07	7 023 627,40	6 811 425,76	6 796 678,52
Административные расходы	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	8 554 291,55	587 281,67	570 972,23	574 343,61	565 127,86	556 091,45	515 821,94	496 362,76	478 913,25
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	4 853 649,35	355 461,04	345 534,55	344 970,85	336 899,33	327 617,85	306 830,45	292 782,73	279 586,18
Страхование	тыс.тг.	1 652 450,15	105 136,34	109 569,32	113 317,75	114 442,27	113 488,59	115 348,28	114 224,12	113 998,68
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	290 745,39	18 199,26	10 412,84	10 771,53	10 966,17	14 997,59	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	1 481 310,94	108 485,04	105 455,52	105 283,48	102 820,09	99 987,43	93 643,21	89 355,91	85 328,39
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	133 605 395,99	6 847 006,85	6 487 328,66	7 699 432,68	7 808 136,40	7 936 170,52	7 539 449,33	7 307 788,51	7 275 591,77
Итого затраты	тыс.тг.	333 866 937,67	17 660 500,12	17 543 815,10	19 323 227,93	19 290 758,40	19 427 134,35	19 027 033,67	18 678 395,64	18 592 224,27
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг.	373 611 827,92	21 649 207,23	20 701 770,56	22 984 998,27	22 997 524,04	22 963 678,07	22 044 295,25	21 560 909,62	21 103 826,10
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	333 866 937,67	17 660 500,12	17 543 815,10	19 323 227,93	19 290 758,40	19 427 134,35	19 027 033,67	18 678 395,64	18 592 224,27
Операционный доход	тыс.тг.	39 744 890,26	3 988 707,11	3 157 955,46	3 661 770,34	3 706 765,64	3 536 543,73	3 017 261,58	2 882 513,98	2 511 601,83
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	4 859 699,41	100 693,10	157 360,58	223 533,22	290 039,59	385 992,65	361 472,59	344 897,74	329 332,37
Балансовая прибыль	тыс.тг.	34 885 190,85	3 888 014,01	3 000 594,88	3 438 237,12	3 416 726,05	3 150 551,08	2 655 788,99	2 537 616,24	2 182 269,47
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 194 486,52	275 612,15	390 424,58	493 407,20	583 870,31	721 241,14	613 046,77	521 084,52	442 918,72
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	33 550 403,74	3 713 094,96	2 767 530,88	3 168 363,14	3 122 895,33	2 815 302,58	2 404 214,81	2 361 429,46	2 068 683,12
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	33 550 403,74	3 713 094,96	2 767 530,88	3 168 363,14	3 122 895,33	2 815 302,58	2 404 214,81	2 361 429,46	2 068 683,12
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	6 710 080,75	742 618,99	553 506,18	633 672,63	624 579,07	563 060,52	480 842,96	472 285,89	413 736,62
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	28 175 110,10	3 145 395,01	2 447 088,70	2 804 564,49	2 792 146,98	2 587 490,56	2 174 946,03	2 065 330,35	1 768 532,85

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	182 749,02	174 891,50	168 772,77	161 886,61	155 241,84	149 987,32	144 033,17	139 289,17	134 360,34	127 986,72	122 319,13	116 190,29
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	21 070,53	20 164,58	19 459,11	18 665,15	17 899,02	17 293,19	16 606,69	16 059,72	15 491,43	14 756,57	14 103,11	13 396,47
Затраты на материалы	тыс.тг.	205 693,81	196 849,76	189 962,80	182 212,06	174 733,02	168 818,77	162 117,05	156 777,43	151 229,77	144 055,91	137 676,74	130 778,40
Ремонт автодорог	тыс.тг.	4 601,88	4 583,43	4 606,79	4 441,45	4 264,96	4 273,35	4 279,49	4 231,66	4 231,66	4 120,58	4 112,45	3 987,40
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	77 947,40	77 634,88	78 030,59	75 229,99	72 240,58	72 382,63	72 486,63	71 676,48	71 676,48	69 794,98	69 657,22	67 539,27

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	46 255,24	46 069,79	46 304,61	44 642,69	42 868,73	42 953,02	43 014,73	42 533,98	42 533,98	41 417,46	41 335,72	40 078,89
Ремонт скважин	тыс.тг.	276 600,93	297 312,31	310 161,14	248 222,32	233 567,46	89 721,76	204 213,28	184 470,54	279 100,83	241 733,57	269 038,62	214 145,48
НИР	тыс.тг.	222 047,30	221 157,01	222 284,27	214 306,25	205 790,39	206 195,04	206 491,29	204 183,45	204 183,45	198 823,63	198 431,22	192 397,84
Геофизические работы	тыс.тг.	52 764,27	52 552,72	52 820,59	50 924,80	48 901,21	48 997,36	49 067,76	48 519,35	48 519,35	47 245,72	47 152,47	45 718,78
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	13 213,66	13 160,68	13 227,76	12 753,00	12 246,24	12 270,32	12 287,95	12 150,61	12 150,61	11 831,66	11 808,31	11 449,27
Транспортные услуги	тыс.тг.	463 061,23	461 204,62	463 555,42	446 917,91	429 158,81	430 002,66	430 620,48	425 807,66	425 807,66	414 630,21	413 811,86	401 229,74
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	686 862,06	684 108,13	687 595,09	662 916,56	636 574,34	637 826,04	638 742,45	631 603,57	631 603,57	615 023,97	613 810,11	595 146,96
Охрана труда	тыс.тг.	294 943,46	293 760,91	295 258,23	284 661,09	273 349,56	273 887,04	274 280,56	271 215,07	271 215,07	264 095,68	263 574,43	255 560,35
Охрана объектов	тыс.тг.	582 751,97	597 320,77	612 253,79	627 560,14	643 249,14	659 330,37	675 813,63	692 708,97	710 026,69	727 777,36	745 971,80	764 621,09
Аренда	тыс.тг.	201 394,54	200 587,06	201 609,47	194 373,49	186 649,70	187 016,71	187 285,41	185 192,22	185 192,22	180 330,92	179 975,01	174 502,79
Расходы на экологию	тыс.тг.	141 112,48	140 546,70	141 263,08	136 193,00	130 781,12	131 038,27	131 226,54	129 759,89	129 759,89	126 353,70	126 104,32	122 270,06
Прочие услуги	тыс.тг.	745,53	742,55	746,33	694,17	658,44	652,32	624,99	517,51	470,25	446,87	440,04	414,12
Командировочные расходы	тыс.тг.	5 355,48	5 334,01	5 361,20	5 168,78	4 963,39	4 973,15	4 980,29	4 924,63	4 924,63	4 795,36	4 785,90	4 640,38
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	28 595,50	28 480,84	28 626,01	27 598,59	26 501,91	26 554,02	26 592,18	26 294,97	26 294,97	25 604,73	25 554,19	24 777,21
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	4 582 770,79	4 564 396,48	4 587 661,61	4 267 036,29	4 047 413,71	4 009 802,88	3 841 810,61	3 181 119,46	2 890 598,20	2 746 891,35	2 704 878,09	2 545 594,67
Затраты на персонал	тыс.тг.	417 028,66	415 356,61	417 473,72	388 297,06	368 311,57	364 889,02	349 601,85	289 479,45	263 042,24	249 965,03	246 141,85	231 647,18
Услуги по хранению	тыс.тг.	29 167,46	29 050,52	29 198,59	28 150,62	27 032,01	27 085,16	27 124,07	26 820,92	26 820,92	26 116,87	26 065,33	25 272,80
Потери нефти	тыс.тг.	78 912,20	78 195,63	78 030,49	70 267,59	67 316,23	66 678,08	64 968,72	58 986,09	56 320,15	54 330,58	53 672,97	51 526,76
Услуги по информатизации	тыс.тг.	22 839,05	22 747,47	22 863,42	22 042,83	21 166,91	21 208,54	21 239,01	21 001,63	21 001,63	20 450,34	20 409,97	19 789,40
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	214 773,13	208 851,29	208 958,18	208 292,38	207 208,49	206 575,80	206 238,85	208 127,67	210 662,00	208 297,19	207 115,40	204 674,89
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	57 272,78	35 222,76	24 068,89	74 011,83	75 862,12	220 316,25	106 270,19	122 542,82	27 912,53	57 220,69	29 325,60	75 146,86
Вывод из бд	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	3 608,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РИР	тыс.тг.	0,00	28 730,66	29 448,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	8 914 138,76	8 899 013,69	8 939 602,88	8 457 466,65	8 113 950,90	8 080 729,06	7 902 017,87	7 155 994,93	6 845 130,54	6 624 097,64	6 577 271,84	6 332 497,34
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	553 680,60	551 460,66	554 271,50	516 235,53	489 898,44	485 561,04	466 047,42	388 980,67	355 186,81	337 973,22	333 049,76	313 961,78
Налог на имущество	тыс.тг.	34 826,20	29 602,56	25 162,46	21 388,38	18 180,40	15 453,60	13 135,80	11 165,66	9 491,02	8 067,56	6 857,61	5 829,13
Земельный налог	тыс.тг.	1 421,87	1 457,42	1 493,85	1 531,20	1 569,48	1 608,71	1 648,93	1 690,15	1 732,41	1 775,72	1 820,11	1 865,61
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	15 030,79	14 384,52	13 881,27	13 314,89	12 768,37	12 336,20	11 846,48	11 456,29	11 050,91	10 526,69	10 060,54	9 556,45
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	1 809,41	1 854,64	1 901,01	1 948,53	1 997,25	2 047,18	2 098,36	2 150,82	2 204,59	2 259,70	2 316,19	2 374,10
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 541 311,78	1 481 711,09	1 436 278,39	859 489,12	824 105,36	786 429,86	755 210,40	730 336,14	704 492,78	671 073,88	641 356,98	609 221,57
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	17,37	16,63	16,05	15,39	14,76	14,27	13,69	13,26	12,77	12,16	11,63	11,05
Итого производственных затрат	тыс.тг.	11 062 236,78	10 979 501,20	10 972 607,42	9 871 389,70	9 462 484,95	9 384 179,91	9 152 018,95	8 301 787,93	7 929 301,82	7 655 786,58	7 572 744,67	7 275 317,03
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	2 443 297,77	2 338 245,28	2 256 439,72	2 525 319,89	2 421 666,03	2 339 699,11	2 246 818,42	2 172 815,28	2 095 928,97	1 996 504,77	1 908 094,34	1 812 488,62
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	1 781 277,52	1 704 689,38	2 093 699,15	2 008 273,38	1 925 842,12	1 860 657,52	1 786 793,68	1 727 942,31	1 904 912,10	1 814 549,13	1 734 196,17	1 647 303,67
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	2 261 180,30	2 111 178,70	2 140 520,95	2 003 107,11	1 874 036,99	1 892 619,35	1 773 157,76	1 672 932,21	1 679 333,51	1 560 654,91	1 546 113,76	1 432 824,58
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	6 485 755,60	6 154 113,36	6 490 659,82	6 536 700,38	6 221 545,14	6 092 975,98	5 806 769,85	5 573 689,81	5 680 174,57	5 371 708,81	5 188 404,27	4 892 616,87
Административные расходы	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	454 274,12	431 093,52	412 935,29	389 588,14	367 144,91	352 207,03	336 665,10	322 341,11	309 396,03	292 088,85	278 902,06	262 740,63
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	262 557,59	245 140,11	230 793,82	215 977,68	202 061,17	190 460,43	178 438,62	168 352,60	158 434,48	147 237,91	137 285,69	127 226,28
Страхование	тыс.тг.	111 585,19	111 137,80	111 704,28	107 695,09	103 415,63	103 618,97	103 767,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51 380,42	48 353,46	44 936,32	41 898,95	38 828,86
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	80 131,34	74 815,61	70 437,19	65 915,37	61 668,12	58 127,63	54 458,63	51 380,42	48 353,46	44 936,32	41 898,95	38 828,86
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	6 940 029,72	6 585 206,88	6 903 595,11	6 926 288,52	6 588 690,05	6 445 183,01	6 143 434,95	5 896 030,92	5 989 570,61	5 663 797,67	5 467 306,33	5 155 357,50
Итого затраты	тыс.тг.	18 002 266,50	17 564 708,08	17 876 202,53	16 797 678,22	16 051 175,00	15 829 362,92	15 295 453,90	14 197 818,84	13 918 872,42	13 319 584,25	13 040 051,00	12 430 674,53
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	20 313 929,33	19 440 507,81	18 760 364,62	17 994 916,27	17 256 299,92	16 672 220,33	16 010 371,38	15 483 040,09	14 935 163,84	14 226 687,24	13 596 692,46	12 915 425,50
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	18 002 266,50	17 564 708,08	17 876 202,53	16 797 678,22	16 051 175,00	15 829 362,92	15 295 453,90	14 197 818,84	13 918 872,42	13 319 584,25	13 040 051,00	12 430 674,53
Операционный доход	тыс.тг.	2 311 662,83	1 875 799,73	884 162,08	1 197 238,04	1 205 124,92	842 857,41	714 917,48	1 285 221,25	1 016 291,42	907 102,99	556 641,46	484 750,98
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	309 260,46	288 734,91	271 828,84	254 372,09	237 976,63	224 309,47	210 147,80	198 266,44	186 583,60	173 396,12	161 674,35	149 826,85
Балансовая прибыль	тыс.тг.	2 002 402,37	1 587 064,81	612 333,24	942 865,95	967 148,29	618 547,93	504 769,68	1 086 954,81	829 707,82	733 706,88	394 967,11	334 924,13
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	376 479,26	320 006,74	272 005,80	231 205,47	196 525,48	167 047,68	141 991,63	120 694,03	102 591,06	87 203,51	74 124,04	63 006,43

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 935 183,57	1 555 792,98	612 156,28	966 032,57	1 008 599,43	675 809,73	572 925,85	1 164 527,22	913 700,36	819 899,49	482 517,43	421 744,55
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 935 183,57	1 555 792,98	612 156,28	966 032,57	1 008 599,43	675 809,73	572 925,85	1 164 527,22	913 700,36	819 899,49	482 517,43	421 744,55
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	387 036,71	311 158,60	122 431,26	193 206,51	201 719,89	135 161,95	114 585,17	232 905,44	182 740,07	163 979,90	96 503,49	84 348,91
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	1 615 365,66	1 275 906,22	489 901,99	749 659,44	765 428,40	483 385,99	390 184,51	854 049,37	646 967,74	569 726,98	298 463,63	250 575,22

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

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	373 611 828	21 649 207	20 701 771	22 984 998	22 997 524	22 963 678	22 044 295	21 560 910	21 103 826
Итого приток средств	тыс.тг.	373 611 828	21 649 207	20 701 771	22 984 998	22 997 524	22 963 678	22 044 295	21 560 910	21 103 826
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	333 866 938	17 660 500	17 543 815	19 323 228	19 290 758	19 427 134	19 027 034	18 678 396	18 592 224
прямые затраты	тыс.тг.	165 069 914	8 596 255	8 868 733	9 114 596	9 146 696	9 126 984	9 175 083	9 106 780	9 092 874
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	35 191 628	2 217 238	2 187 754	2 509 199	2 335 926	2 363 980	2 312 501	2 263 827	2 223 758
расходы периода	тыс.тг.	133 605 396	6 847 007	6 487 329	7 699 433	7 808 136	7 936 171	7 539 449	7 307 789	7 275 592
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	6 534 739	1 819 926	1 041 284	1 077 153	1 096 617	1 499 759	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	6 534 739	1 819 926	1 041 284	1 077 153	1 096 617	1 499 759	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	6 710 081	742 619	553 506	633 673	624 579	563 061	480 843	472 286	413 737
Итого отток средств	тыс.тг.	347 111 757	20 223 046	19 138 606	21 034 053	21 011 954	21 489 953	19 507 877	19 150 682	19 005 961
Поток денежной наличности	тыс.тг.	26 500 071	1 426 162	1 563 165	1 950 945	1 985 570	1 473 725	2 536 419	2 410 228	2 097 865
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	14 012 434	1 426 162	1 410 162	1 587 719	1 457 733	976 053	1 515 453	1 299 104	1 020 065
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	11 718 714	1 426 162	1 359 274	1 475 195	1 305 544	842 607	1 261 048	1 042 008	788 665
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	9 766 509	1 426 162	1 302 638	1 354 823	1 149 057	710 708	1 019 330	807 181	585 476
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	26 500 071	1 426 162	2 989 327	4 940 272	6 925 841	8 399 566	10 935 985	13 346 213	15 444 078
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	14 012 434	1 426 162	2 836 324	4 424 043	5 881 776	6 857 830	8 373 283	9 672 387	10 692 451
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	11 718 714	1 426 162	2 785 436	4 260 630	5 566 175	6 408 782	7 669 830	8 711 838	9 500 503
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	9 766 509	1 426 162	2 728 799	4 083 622	5 232 679	5 943 387	6 962 717	7 769 897	8 355 373

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	20 313 929	19 440 508	18 760 365	17 994 916	17 256 300	16 672 220	16 010 371	15 483 040	14 935 164	14 226 687	13 596 692	12 915 426
Итого приток средств	тыс.тг.	20 313 929	19 440 508	18 760 365	17 994 916	17 256 300	16 672 220	16 010 371	15 483 040	14 935 164	14 226 687	13 596 692	12 915 426
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	18 002 267	17 564 708	17 876 203	16 797 678	16 051 175	15 829 363	15 295 454	14 197 819	13 918 872	13 319 584	13 040 051	12 430 675
прямые затраты	тыс.тг.	8 914 139	8 899 014	8 939 603	8 457 467	8 113 951	8 080 729	7 902 018	7 155 995	6 845 131	6 624 098	6 577 272	6 332 497
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	2 148 098	2 080 488	2 033 005	1 413 923	1 348 534	1 303 451	1 250 001	1 145 793	1 084 171	1 031 689	995 473	942 820
расходы периода	тыс.тг.	6 940 030	6 585 207	6 903 595	6 926 289	6 588 690	6 445 183	6 143 435	5 896 031	5 989 571	5 663 798	5 467 306	5 155 358
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	387 037	311 159	122 431	193 207	201 720	135 162	114 585	232 905	182 740	163 980	96 503	84 349
Итого отток средств	тыс.тг.	18 389 303	17 875 867	17 998 634	16 990 885	16 252 895	15 964 525	15 410 039	14 430 724	14 101 612	13 483 564	13 136 554	12 515 023
Поток денежной наличности	тыс.тг.	1 924 626	1 564 641	761 731	1 004 032	1 003 405,03	707 695,46	600 332,31	1 052 315,80	833 551,35	743 123,10	460 137,98	400 402,07
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	844 230	619 147	271 922	323 336	291 506	185 474	141 936	224 445	160 384	128 989	72 052	56 561
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	629 164	444 769	188 288	215 810	187 544	115 020	84 844	129 324	89 077	69 055	37 182	28 134
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	447 607	303 238	123 024	135 131	112 539	66 144	46 758	68 301	45 085	33 495	17 283	12 533
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	17 368 704	18 933 345	19 695 076	20 699 108	21 702 513	22 410 208	23 010 540	24 062 856	24 896 408	25 639 531	26 099 669	26 500 071
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	11 536 681	12 155 828	12 427 750	12 751 086	13 042 593	13 228 066	13 370 002	13 594 448	13 754 832	13 883 821	13 955 873	14 012 434
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	10 129 667	10 574 436	10 762 724	10 978 534	11 166 077	11 281 097	11 365 942	11 495 265	11 584 343	11 653 398	11 690 580	11 718 714
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	8 802 979	9 106 217	9 229 241	9 364 372	9 476 910	9 543 054	9 589 812	9 658 113	9 703 198	9 736 693	9 753 976	9 766 509

4.3 Обоснование рекомендуемой величины извлекаемых запасов и КИН

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта – коллектора с использованием методики института ТатНИПИнефть. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейными размерами d , а каждая зона представлена из набора слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как: двухфазность потока, различие вязкостей нефти, явление языкообразования и др. С учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки, как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки воды и газа в пласт с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

При определении коэффициента извлечения нефти применялась апробированная в Республике Казахстан коэффициентная методика (ТатНИПИнефть), соответствующая действующим инструкциям.

Для всех рассматриваемых вариантов разработки продуктивных горизонтов месторождения расчет коэффициента извлечения нефти проводился по формуле:

$$K_{кин} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \quad (3.5.1)$$

где: K_1 – коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин;

K_2 – коэффициент вытеснения нефти;

K_3 – коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов.

Коэффициент вытеснения нефти определялся по 11 образцам (скв. №301), из которых были скомпонованы 4 модели пласта. Коэффициент вытеснения нефти изменяется в диапазоне $0,60 \div 0,80$ доли ед., в среднем составляя 0,73 доли ед. Коэффициент вытеснения нефти для юры изменяется в диапазоне $0,53-0,77$ доли ед., в среднем составляя 0,68 доли ед. Однако, по меловым и юрским горизонтам по результатам ГДИС коэффициент проницаемости в среднем составляет $285,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $400 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно. Учитывая, что средняя проницаемость, определенная по результатам проведенных ГДИС, имеет более высокие значения и характеризуется более полным охватом залежей по площади, результаты определения коэффициента вытеснения, полученные при низких значениях проницаемости по керну, были отбракованы. С учетом вышеизложенного, по

меловым горизонтам коэффициент вытеснения был принят 0,73 доли ед., а по юрским в среднем 0,70 доли ед.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использовались следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''; \quad (3.5.2)$$

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_n^{\min}}{h_{эф}} \right)^2; \quad (3.5.3)$$

$$K_1'' = \exp \left(- \frac{W^2}{d^2} * S' * m_p \right); \quad (3.5.4)$$

В этих формулах K_1^I – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтяной мощностью меньше некоторой минимальной $h_{н.мин}/h_{чнз}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$(h_{н.мин}/h_{чнз})^2 = 1/[1+(A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_v/\mu_n \cdot \gamma_n/\gamma_v]^2; \quad (3.5.5)$$

где: $A_2/(1-A_2)$ – предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;

A_2 – предельная весовая обводненность добываемой продукции, при которой наступает экономический предел рентабельности процесса добычи нефти. Данный параметр зависит от значительного ряда как технологических, так и экономических факторов, таких как: дебиты скважин, глубина залегания продуктивных пластов, предельная себестоимость и цена реализации добываемой нефти. В связи с этим, предельная обводненность добываемой продукции в расчетах для месторождения взята по литературным данным, аналогично предельной обводненности, применяемой при определении вовлеченных в разработку извлекаемых запасов в методиках Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С., Максимова М.М. и Назарова-Сипачева, равной 98%;

μ_v/μ_n – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

γ_n/γ_v – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

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

$$h_n^{\min} = h_{внз} / [1 + \{A_2 \cdot \mu_v \cdot \gamma_n / (1 - A_2) \cdot \mu_n \cdot \gamma_v \cdot b_n\}] \quad (3.5.6)$$

Расчет технологических показателей осуществлялся на период до достижения 98% обводненности продукции скважины.

K_I^H – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

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

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов – размер отдельных зон, которыми моделируется хаотическая зональная неоднородность пластов. Можно считать, что в пределах одного пропластка изменение коллекторских свойств незначительно, и для определения линейных размеров зон неоднородности можно использовать осредненные значения длин однородных пропластков по продольному и поперечному сечению разреза. В связи с этим, для определения размеров зон неоднородности для каждого подсчетного объекта использованы осредненные длины проекции коллекторов данного продуктивного горизонта;

S^I – площадь на одну скважину, км²/скв.

Коэффициент заводнения (K_3) зависит от зональной и послойной неоднородности пластов по проницаемости, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин, а также предельной обводненности добываемой продукции.

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A; \quad (3.5.7)$$

$$A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_2) \mu_0}; \quad (3.5.8)$$

где: K_{3H} – доля отбора подвижных запасов нефти за

безводный период разработки, условно безводным можно считать период эксплуатации скважины с обводненностью менее 5%; K_{3K} – потенциально возможная конечная доля отбора подвижных запасов нефти. Данные коэффициенты учитывают неравномерность вытеснения нефти водой в добывающие скважины; μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

$$K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2v^2}; \quad (3.5.9)$$

$$K_{3K} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot v^2}; \quad (3.5.10)$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} (1 + \mu_*) \frac{\gamma_n \gamma_v}{\gamma_n}; \quad (3.5.11)$$

где: μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях ($\mu_* = (\mu_n / \mu_v) \cdot K_2^{1.5}$). v^2 – расчетная послойная неоднородность пластов, данный параметр является комплексным, объединяющим различные виды неоднородности, действующие взаимно, независимо и одновременно.

V_1^2 – действительная послойная неоднородность.

Для расчета послойной неоднородности определяется проницаемость и квадрат проницаемости для каждого слоя в каждой скважине. Проводится осреднение полученных проницаемостей и их квадратичных значений для каждой скважины по горизонту в целом:

$$\overline{V_{1(2)}^2} = \frac{\sum V_{1(2)}^2}{n} \quad (3.5.12)$$

Затем осуществляется переход к неограниченно большой совокупности:

$$V_1^2 = 2 \cdot \frac{\overline{V_{1(2)}^2}}{1 - \overline{V_{1(2)}^2}} \quad (3.5.13)$$

Аналогичным образом определяется зональная неоднородность ($V_{зон}^2$), только вместо слоев используются скважины.

V_2^2 – геометрическая неоднородность (неравномерность) вытеснения нефти водой в однородном слое, обусловленная точечностью и геометрией точек расположения источников и стоков, а также различием подвижностей вытесняющей воды и нефти:

$$V_2^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} \cdot \frac{2 \cdot \mu_*}{1 + \mu_*} \quad (3.5.14)$$

V_3^2 – расчетная зональная неоднородность, характеризующая неравномерность стягивания фронтов вытесняющей воды с разных сторон от различных нагнетательных скважин к стягивающей добывающей скважине:

$$V_3^2 = \frac{\frac{V_{зон}^2}{n_*} + 1}{\frac{V_{зон}^2}{n_*} + 1} \quad (3.5.15)$$

Таким образом, расчетная послойная неоднородность определяется по следующей формуле:

$$v^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} \cdot \frac{2\mu_*}{1 + \mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{\frac{V_{зон}^2}{n_*} + 1}{\frac{V_{зон}^2}{n_*} + 1} \right) - 1 \quad (3.5.16)$$

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_g} \cdot K_\phi \quad (3.5.17)$$

где: K_ϕ – фильтрационный коэффициент.

$$K_\phi = K_2^{1,5}; \quad (3.5.18)$$

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

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.5.19)$$

где, k – проницаемость, мД; h – мощность интервала перфорации, м; R_k – радиус контура, м; r_c – радиус скважины, м; S – скин-фактор, доли ед.; B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия. Средние значения проницаемости и скин-фактора по объектам взяты по результатам ГДИС. Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти. Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации уже пробуренных добывающих скважин.

Значения коэффициентов охвата, заводнения и конечного нефтеизвлечения, рассчитанных для разных вариантов, по каждому продуктивному горизонту, с учетом геологического строения и неоднородности приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Коэффициенты нефтеизвлечения по расчетным вариантам разработки

Объекты	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.			
		K_1	K_2	K_3	КИН
I	1	0,999	0,724	0,744	0,538
	2	0,999	0,724	0,756	0,547
II	1	0,999	0,724	0,962	0,696
	2	0,999	0,724	0,980	0,708
III	1	0,981	0,724	0,941	0,668
	2	0,981	0,724	0,941	0,668

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 - 2034гг.

2 вариант – 2026 - 2045гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за расчетный период составляет:

1 вариант – 7 329,7 млн. тг.

2 вариант – 6 534,7 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за расчетный период составляют:

1 вариант – 153 285,6 млн. тг

2 вариант – 333 866,9 млн. тг.

Поступления Государства за расчетный период:

1 вариант – 52 359,1 млн. тг.

2 вариант – 119 591,1 млн. тг.

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

1 вариант – 3 417,0 млн. тг.

2 вариант – 14 012,4 млн. тг.

Таким образом, второй вариант является экономический выгодным.

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

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2034	2026 - 2045
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	1 315	1 399
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	136,0	139,2
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	3,0	3,1
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	1 035,7	1 110,6
Темп отбора при проектном уровне	%	0,7	0,8
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	213	213
добывающих	ед.	196	196
нагнетательных	ед.	17	17

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Ввод новых скважин из бурения	ед.	1	0
Нефтедобывающих	ед.	1	0
Накопленные показатели			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	956,27	1 901,24
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	17 730	18 675
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	21	42
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	331	351
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	10 353	22 706
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	108 295	120 649
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	8 257	18 282
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	133 265	143 290
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,558	0,588
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	91,7%	94,1%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	166 969,3	373 611,8
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	7 329,7	6 534,7
в строительство скважин	млн. тг	712,0	0,0
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	6 617,7	6 534,7
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	153 285,6	333 866,9
производственные расходы	млн. тг	78 335,6	165 069,9
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	18 469,1	35 191,6
непроизводственные расходы	млн. тг	56 480,9	133 605,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	158 314,5	340 061,4
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	4 485,8	26 500,1
- Поступления Государству	млн. тг	52 359,1	119 591,1
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	3 417,0	14 012,4
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	3 136,8	11 718,7
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	2 860,3	9 766,5
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	1,61	5,06
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	1,55	3,58
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,53	3,29
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,51	3,04

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Технологические условия эксплуатации скважин

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

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

На месторождении «С. Балгимбаев» эксплуатация скважин ведется механизированными способами. При механизированной добыче применяются установки штанговых глубинных насосов (УШГН) и установки штанговых винтовых насосов (УШВН).

Характеристика работы скважин

На дату составления отчета (на 01.01.2026г.) весь пробуренный фонд скважин составляет 264 ед. Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 134 ед., 126 скважин находятся в работе, 2 скважины находятся в простое, 6 скважин в бездействии. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин составляет 17 ед. Все скважины в работе. В консервации 5 скважин, 16 скважин в наблюдательном фонде, всего ликвидировано 88 скважин.

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

Согласно таблице 6.1.1 в период 2026 г. по 2042 г. Ввод новых скважин из бурения не ожидается. Ожидается снижение количества скважин добывающего фонда со 137 до 88 ед. Средний дебит жидкости варьируется в диапазоне 28,4 – 31,7 т/сут при увеличении обводненности с 89,5% до 93,4%.

Таблица Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению «С. Балгимбаев»

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Механизированная	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	137	135	134	130	126	126	123	119	115	109	107	106	95	95	91	90	88
	Дебит по жидкости, т/сут:																	
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	28,4	28,9	30,1	30,9	31,7	30,6	30,3	30,1	29,7	29,9	29,5	29,5	31,4	29,8	30,1	29,4	29,7
	Средняя обводненность, %	89,5	89,9	90,3	90,6	90,9	91,1	91,3	91,2	91,4	91,5	91,7	92,1	92,3	92,6	92,8	93,0	93,4

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за эксплуатацией на месторождении С. Балгимбаев, основывается исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин, проведенных в процессе эксплуатации.

6.1.2. Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование скважин на месторождении С. Балгимбаев должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1 – 6.1.3 приведены графики работы Объектов разработки и подъёмников диаметрами, соответственно, 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

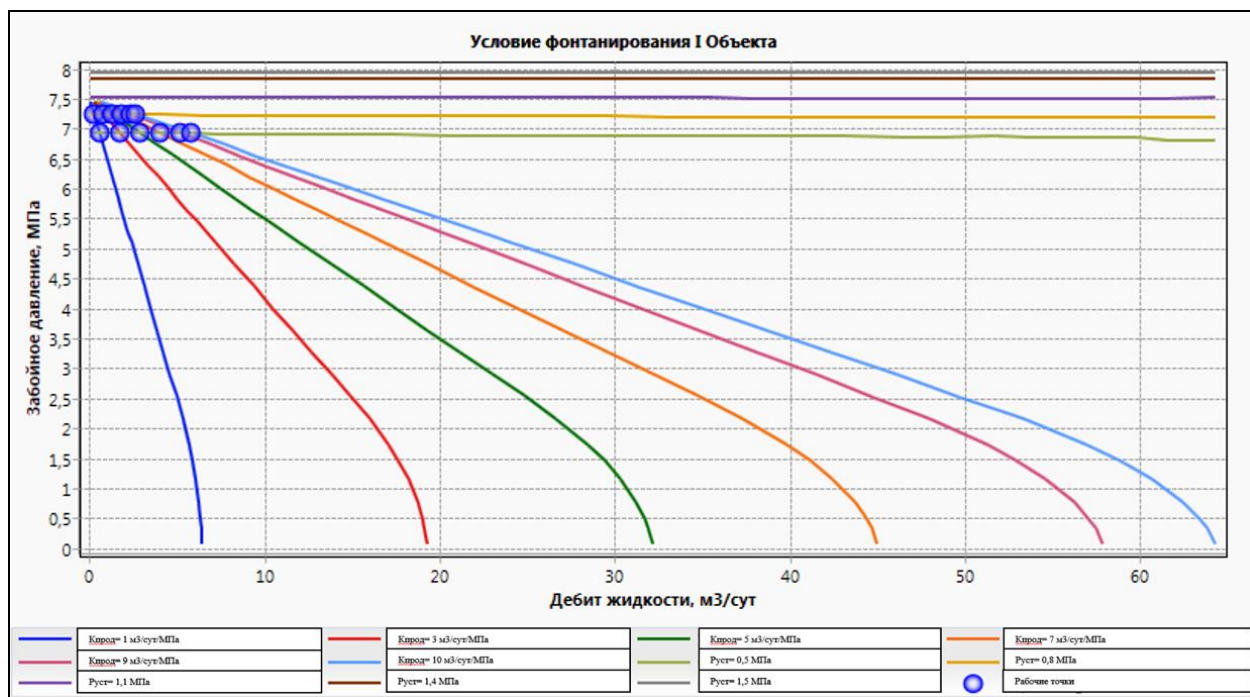


Рисунок 6.1.1 – Согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 73 мм

Согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 73 мм (рисунок 6.1.1) условие фонтанирования возможно при P_u от 0,5 до 1,5 МПа и с $P_{зab}$ от 6,8 до 7,4 МПа, с дебитами от 6 до 60 м³/сут., при Коэффициенте продуктивности пласта от 1 до 10 м³/сут/ МПа.

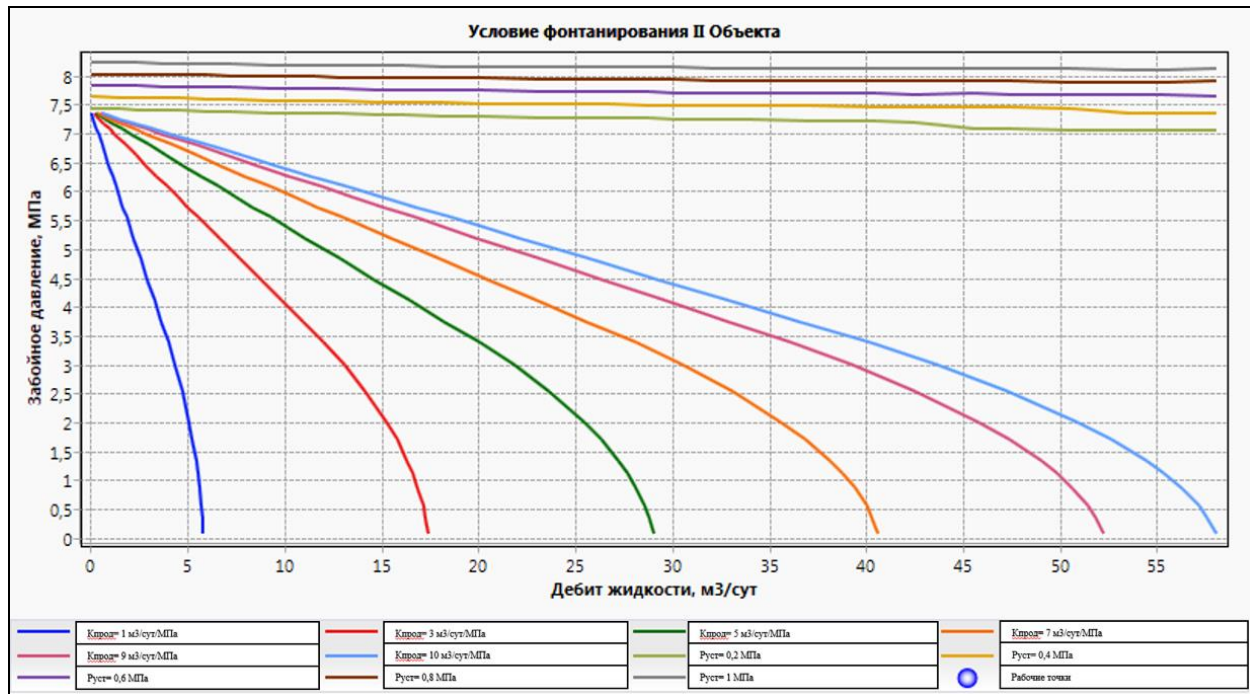


Рисунок 6.1.2 – Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (режимы фонтанирования) при Коэффициенте продуктивности от 1 м³/сут/МПа до 10 м³/сут/МПа и при устьевом давлении ($P_{уст}$) от 0,2 МПа до 1 МПа осуществляться не может. Согласно данному

условию фонтанирование скважин не ожидается. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины II Объекта механизированными способами добычи.

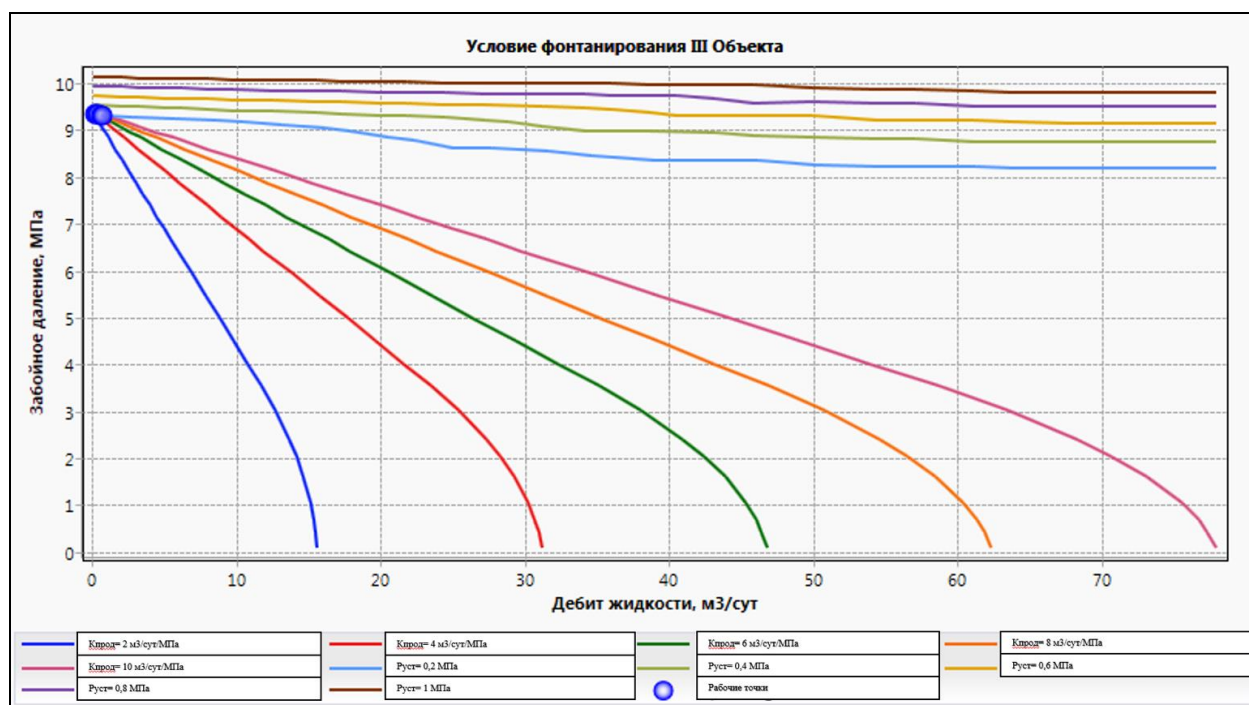


Рисунок 6.1.3 – Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Как видно из графика (рисунок 6.1.3), согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (режимы фонтанирования) при Коэффициенте продуктивности от 2 м³/сут/МПа до 10 м³/сут/МПа и при устьевом давлении (Руств) от 0,2 МПа до 1 МПа осуществляться не может. Согласно данному условию фонтанирование скважин не ожидается. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины III Объекта механизированными способами добычи.

Результаты, приведенные выше, были получены с помощью динамической модели ствола, построенной на основе собранной информации до настоящего времени. При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа PVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации ПР в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Обоснование выбора устьевого оборудования

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Исходя из вышеуказанных условий, а также учитывая физико-химические свойства продукции на устье нефтяных скважин, должна устанавливаться фонтанная арматура по ГОСТ 13846-2003 рассчитанная на давление 14 МПа, условное проходное сечение ствола и боковых отводов фонтанной елки – 65 мм. Боковые отводы арматуры оборудуются запорными устройствами и регулируемые штуцерами.

Для подъёма жидкости следует применить насосно-компрессорные трубы условным диаметром 73 мм, гладкие, группы прочности “Д” по ГОСТ 633-80.

Установленная фонтанная арматура позволяет проводить исследования скважин через лубрикатор. Применение таких типов фонтанных арматур соответствует условию эксплуатации скважин, пластовым давлениям и создаваемым давлениям на устьях скважин. Подъём жидкости на поверхность ведется по колонне НКТ диаметром 73мм.

Фонтанная арматура должна включать трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки должны быть оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано при снижении пластового давления, с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

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

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи.

На рисунке 6.1.4 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения С. Балгимбаев. Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

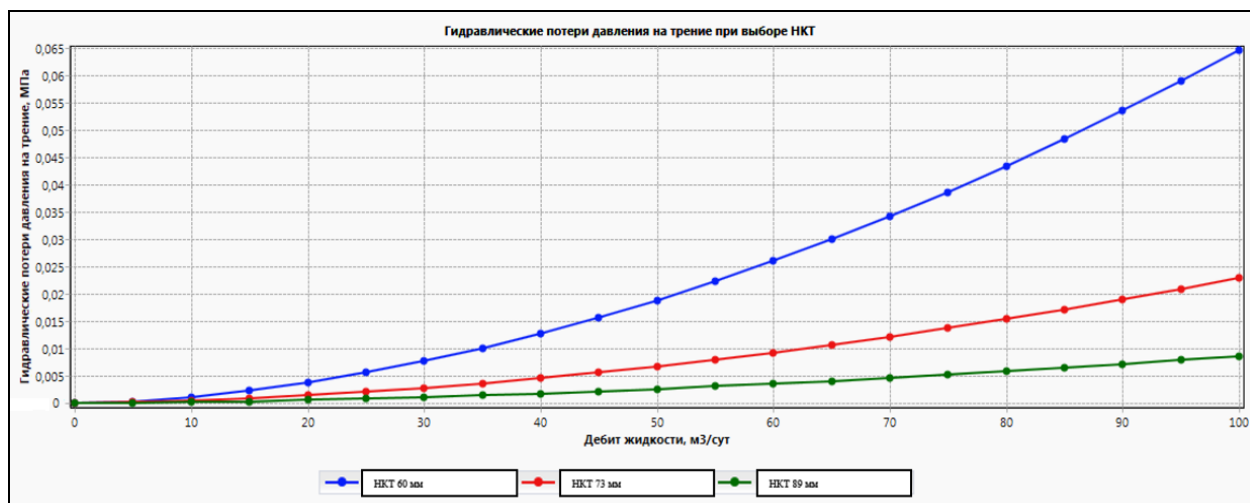


Рисунок 6.1.4 - Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологических условий эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения С. Балгимбаев наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большего диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его.

Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении С. Балгимбаев накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 114мм, 140мм, 146мм, 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем на рабочее давление 14 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съемные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

При разработке месторождения после прекращения фонтанирования, рекомендуется перевод скважин на механизированный способ эксплуатации, в частности перевод на УШГН. В скважинах с высоким пескопроявлением рекомендуется применение УШВН.

Эксплуатация скважин установками штангового глубинного насоса (УШГН)

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), недефицитность 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÷1,0. Для

лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35 \div 0,7$ МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

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

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

Устьевое оборудование действующего добывающего фонда УШГН представлено станками-качалками типа 6СК4, 6СК5, 6СК6, ПШГН4, ПШГН6, ПШН6, СКД6, СКДР6, ЛШПН, грузоподъемностью 4, 5 и 6 тонн.

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

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

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения диаметрами 44мм, 57мм, 70мм. Насосы спускаются в скважину (140, 146, 168, мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 60, 73, 89 мм.

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

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

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

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

Эксплуатация скважин установками штангового винтового 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); уравновешенность 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.

На устье скважины, оборудованной УШВН, установлен электрический привод, который осуществляет вращение ротора насоса через колонну штанг. Режим откачки изменяется при изменении скорости вращения ротора путем установки сменных шкивов различного диаметра на электродвигателе.

Принцип работы насосов заключается во всасывании жидкости во внутреннюю полость статора и подъем жидкости с помощью винтового движения ротора. Статор винтовых насосов спускается в скважину на насосных штангах ШН-19/22 внутри колонны НКТ.

Эксплуатацию скважин следует начинать с минимальных оборотов с последующим выводом на оптимальный режим исходя из динамических уровней и технологических режимов.

На срок службы винтовых насосов влияют в основном его конструктивные особенности (точность обработки статора и ротора и шероховатость их поверхностей, теплостойкость, нефтестойкость и газостойкость резины статора, прочность сцепления

резины статора с металлической рубашкой, прямолинейность внутренней полости статора и ротора, выбор рационального натяга в паре статора-ротора, определение рациональной частоты вращения ротора). Работа УШВН с большой скоростью вращения ротора также оказывает отрицательное влияние на надёжность оборудования и может снизить срок службы винтовых насосов.

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы фирмы NETCSH. Насосы спускаются в скважину (178 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм и на колонне штанг диаметрами 19 мм, 22 мм..

УШВН рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом $3 \div 100 \text{ м}^3/\text{сутки}$ с напором до 1500 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{\text{пр}} < 0,7 \text{ МПа}$. Эксплуатационные затраты УШВН зависят от долговечности эластомера статора.

Недостатком УШВН является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения «С. Балгимбаев» возможны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, пескопроявления, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

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

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Присутствие воды в добываемой газо-жидкостной смеси (ГЖС) является ключевым фактором протекания электрохимических процессов коррозии и могут вызвать коррозию УС в условиях смачивания внутренней поверхности металла труб и оборудования водой.

Подземная вода неокотских горизонтов является крепким мало-сульфатным рассолом с минерализацией (141-181) г/л и pH= (8-8.15). Содержание хлоридов составляет (86-110) г/л, гидрокарбонатов (207-427) мг/л, кальция (1202-1403) мг/л, магния (1033-1398) мг/л, калия и натрия, в сумме - (52-68) г/л.

Вода продуктивных горизонтов является также крепким рассолом с минерализацией (103-239) г/л и pH=(6.35-7.75). Содержание кальция равно (1002-2805) мг/л, магния (389-1270) мг/л, суммы калия и натрия 63-91 г/л, хлоридов до 145 г/л, гидрокарбонатов до 305 мг/л. Признаков заражения пласта сульфато восстанавливающими бактериями на месторождении не наблюдается. В нефти месторождения С. Балгимбаев обнаруживаются лишь следы растворенного сероводорода и меркаптанов (менее 1 ppm).

Таким образом, сточная вода на месторождении С. Балгимбаев обладает слабой коррозионной агрессивностью, и поэтому не инициирует протекания высокой локальной коррозии технологического оборудования.

Уровень коррозии технологического оборудования и трубопроводов, контактирующих с водной фазой, как правило, находится в допустимых нормах эксплуатации (<0,2 мм/год). В газовой фазе скорость коррозии Ст.20 менее 0,1 мм/год, что обусловлено омиическим контролем протекания коррозионных процессов.

Одновременно с закачкой воды (для поддержания пластового давления) рекомендуется применение бактерицидов. Применение бактерицидов, позволяет подавлять и контролировать рост СВБ бактерий редуцирующих в процессе своей жизнедеятельности сероводород и для защиты от биокоррозии нефтепромыслового и газодобывающего

оборудования, контактирующего со средами носителями, зараженными СВБ бактериями и поддерживать уровень коррозии технологического оборудования на месторождении С. Балгимбаев в допустимых пределах ($K < 0,2$ мм/год).

В случаях превышения скорости коррозии технологического оборудования ($K > 0,2$ мм/год), рекомендуется применение ингибиторов коррозии. Применение ингибитора коррозии с оптимально подобранной концентрацией эффективно снижает скорость коррозии технологического оборудования и трубопроводов до уровня 0,2 мм/год и ниже.

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Учитывая высокую обводненность добываемой продукции, в процессе замены выкидных трубопроводов «устья добывающих скважин → ГУ» и водоводов минерализованной воды рекомендуется дальнейшее применение стекловолоконных трубопроводов.

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

Нефть I и II объектов характеризуется как высоковязкая, тяжёлая, смолистая, малопарафинистая. Следовательно, в стволе скважин I и II объектов, на стенках НКТ и промысловых трубопроводов имеет место формирование асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО). Нефть III объекта — средняя, малосмолистая, малопарафинистая.

Известно, что одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин при разработке месторождения, является образование парафино-смоловых отложений, которые, откладываясь в призабойной зоне скважин и на поверхности промыслового оборудования, приводят к осложнениям, оказывающим существенное влияние на процессы добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти. Для предотвращения этого необходимо проведение различного рода мероприятий по предупреждению и устранению последствий образования отложений.

При вводе в эксплуатацию эксплуатационных скважин, а также наземных объектов системы сбора и подготовки, учитывая физико-химические свойства конденсата, могут возникнуть осложнения, связанные с образованием парафино-смоловых отложений и механических примесей.

Изменения термобарических условий потока пластового флюида в процессе эксплуатации добывающих скважин ниже критических значений могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на стенках трубопроводов и уменьшению рабочего сечения. Для борьбы и предупреждения

парафино-смоловых отложений в нефтедобывающей промышленности существуют различные методы: механический, тепловой, химический.

Механический метод предполагает удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для этой цели разработаны скребки различной конструкции, которые применяются как для очистки НКТ, так и трубопроводов системы внутривнепромыслового сбора и транспорта.

Тепловой метод основан на способности парафина плавиться при температурах выше температуры насыщения. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла. Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях и подачу ее в скважину.

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафиноотложений с помощью химических реагентов, растворителей. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы. Различными компаниями, специализирующимися в области производства хим.реагентов, разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с парафино-смоловыми отложениями.

Выбор наиболее эффективного метода по борьбе с парафино-смоловыми отложениями и экономически выгодных реагентов различного назначения, а также их необходимое количество проводится на основании специальных комплексных лабораторных исследований. При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков, учитывая геолого-физическую характеристику продуктивного коллектора, состояние призабойной зоны скважин и т.д.

В настоящее время на месторождении для удаления АСПО применяют следующие методы - обработка горячей нефтью (ОГН) и обработка растворителями. По месторождению «С. Балгимбаева» с момента Анализа разработки проведенные мероприятия по борьбе с АСПО представлены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Результаты обработок призабойной зоны скважин горячей нефтью

№ п/п	№ скв.	Наименование мероприятия	Дата пуска	Дебит нефти до мероприятия, тн/сут	Дебит нефти после мероприятия, тн/сут
1	2	3	4	5	6
1	226	ОГН	05.07.24	11,6	20,2
2	85	ОГН	09.07.24	4,0	4,7

Продолжение таблицы 6.2.1

1	2	3	4	5	6
3	231	ОГН	22.08.24	7,1	7,9

4	202	ОГН	29.08.24	3,1	4,1
5	239	ОГН	13.09.24	1,0	1,2
6	254	ОГН	30.09.24	5,9	9,1
7	241	ОГН	03.10.24	2,3	2,8
8	226	ОГН	09.10.24	14,4	14,8
9	13	ОГН	10.10.24	1,1	1,7
10	215	ОГН	10.10.24	0,5	0,4
11	207	ОГН	17.10.24	1,2	1,4
12	242	ОГН	27.10.24	10,7	13,5
13	236	ОГН	07.11.24	11,0	11,4
14	254	ОГН	12.11.24	7,7	8,8
15	239	ОГН	12.11.24	1,0	1,0
16	213	ОГН	25.11.24	6,4	7,5
17	246	ОГН	25.12.24	6,7	8,1
18	231	ОГН	06.01.2025	3,9	4,4
19	217	ОГН	07.01.2025	7,3	11,2
20	220	ОГН	08.01.2025	6,5	7,1
21	242	ОГН	16.01.2025	10,9	12,0
22	110	ОГН	17.01.2025	2,6	2,1
23	239	ОГН	01.02.2025	2,3	3,1
24	230	ОГН	02.02.2025	0,5	0,9
25	121	ОГН	02.02.2025	6,9	8,3
26	242	ОГН	22.02.2025	10,7	10,4
27	227	ОГН	28.02.2025	5,7	5,7
28	85	ОГН	02.03.2025	5,1	2,1
29	13	ОГН	22.03.2025	3,9	5,2
30	254	ОГН	25.03.2025	14,9	16,3
31	179	ОГН	30.03.2025	2,4	4,0
32	239	ОГН	13.04.2025	2,3	3,1
33	248	ОГН	18.04.2025	13,5	13,7
34	206	ОГН	29.04.2025	0,2	0,2
35	241	ОГН	03.05.2025	3,1	11,9
36	220	ОГН	08.05.2025	5,8	5,8
37	239	ОГН	22.05.2025	2,3	3,1
38	241	ОГН	26.08.2025	3,0	3,7
39	240	ОГН	11.09.2025	2,9	3,7
40	247	ОГН	20.10.2025	23,1	23,0
41	246	ОГН	29.10.2025	20,7	22,0
42	235	ОГН	03.11.2025	0,5	0,0
43	85	ОГН	16.11.2025	8,1	7,9
44	213	ОГН	10.12.2025	8,8	8,4
45	202	ОГН	12.12.2025	2,6	2,8
46	225	ОГН	16.12.2025	3,5	5,6
47	217	ОГН	23.12.2025	6,2	7,1
48	179	ОГН	29.12.2025	5,6	8,0

Мероприятия по борьбе с обводненностью

Основными возможными причинами обводнения скважин являются:

- негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;
- внутрислоевые перетоки воды и углеводородов;
- перемещение НВК, ГВК в процессе разработки месторождения;
- конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и

межслоевых вод.

На месторождении «С. Балгимбаева» с момента Анализа разработки проведенные мероприятия по борьбе с обводненностью представлены в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2 – Результаты проведенных работ по ограничению водопритока

№ п/п	№ скв.	Наименование мероприятия	Дата пуска	Обводненность до мероприятия, %	Обводненность после мероприятия, %
1	2	3	4	5	6
1	160	Отключение обводненных интервалов	30.06.24- 15.07.24	96	90
2	53	Отключение обводненных интервалов	31.07.24	98	90
3	235	Отключение обводненных интервалов	30.09.24	95	52,3
4	30	Отключение обводненных интервалов	31.10.2024- 18.11.2024	97	95
5	108	Отключение обводненных интервалов	31.10.24- 29.11.24	97	93
6	76	Отключение обводненных интервалов	09.05.2025	б/д	98
7	90	Отключение обводненных интервалов	20.06.2025	б/д	98
8	132	Отключение обводненных интервалов	17.06.2025	б/д	92
9	101а	Отключение обводненных интервалов	28.02.2025	93	91
10	164	Отключение обводненных интервалов	12.06.2025	93	84

Мероприятия по борьбе с пескопроявлением

В большинстве случаев вынос песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основной массы и выносятся в скважину.

Добиться продуктивности скважин особенно трудно там, где пластовые пески склонны к разрушению. При выносе песка наиболее существенным осложнением является образование песчаных пробок в эксплуатационных и лифтовых колоннах скважин, которые ограничивают ее производительность. Для восстановления продуктивности скважин обычно используют следующие методы:

- удаление пробки промывкой или желонированием;
- установка на забое скважин специальных средств задержания песка;

- снижение дебитов в целях уменьшения интенсивности выноса песка из пласта в скважину;
- увеличение скорости движения жидкости в трубах, либо применение лифтовых труб меньшего диаметра.

Продуктивные пласты месторождения «С. Балгимбаев» представлены песками мелко- и тонко-зернистыми с прослоями глин и мелкозернистых песчаников, с глинистым и карбонатным цементом.

В процессе эксплуатации месторождения, сложенного слабцементированными рыхлыми коллекторами, происходит разрушение пород призабойной зоны пласта и поступление в скважины песка, что вызывает многочисленные осложнения, таких как образование песчаных пробок на забоях эксплуатационных скважин. Выносимый из пласта песок полностью заполняет зумпфы скважин и частично перекрывает продуктивные интервалы.

На месторождении в качестве метода борьбы с пескопроявлением для предотвращения полной остановки скважин проводят периодические промывки забоев скважин водой прямой и обратной циркуляцией. Так результаты до и после промывки песчаных пробок представлены в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3 – Результаты промывки забоя нефтяных скважин

№ п/п	№ скв.	Наименование мероприятия	Дата пуска	Дебит до мероприятия		Дебит после мероприятия	
				Q жид, м3/сут	Q нефти, тн/сут	Q жид, м3/сут	Q нефти, тн/сут
1	2	3	4	5	6	7	8
1	177	Промывка забоя	21.08.24	25	2,2	25	2,2
2	1	Промывка забоя	12.09.24	14	0,6	18	0,8
3	42	Промывка забоя	23.04.2025	20	1,4	28	2,0
4	199	Промывка забоя	07.06.2025	26	2,1	30	1,1
5	164	Промывка забоя	29.06.2026	14	0,9	30	1,1
6	164	Промывка забоя	02.09.25	25,4	1,5	14,9	2,1

Существует много методов борьбы с пескопроявлением: улучшение условий по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность – применение трубчатых штанг, спуск хвостовиков в пределы продуктивной зоны, подлив жидкости; для борьбы с абразивным износом подземного оборудования созданы всевозможные конструкции якорей, поднасосных фильтров и других защитных устройств; для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин применяются химические, физико – химические и механические методы крепления и комбинации этих методов; наиболее простыми и доступными методами предотвращения поступления песка из пласта являются механические, к ним относятся оборудование скважин противопесочными вставными

фильтрами или образование фильтров на забое путем намыва фильтрующих материалов.

Силами КРС были проведены ремонтно-изоляционные работы по ограничению водопритока, путем отсечения обводненных интервалов перфорации. Высокая обводненность по добывающим скважинам месторождения является одним из основных осложняющих факторов. Рекомендуется продолжить работы по РИР.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин представлены в таблице 6.2.4.

Таблица 6.2.4 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ № п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	10скв-операции	1 раз в 1,5-3 месяца согласно графика	-
2		Ингибиторная защита	Подземное и наземное оборудование Все высоконапорные водоводы сточной воды и нагнетательные линии системы ППД	Непрерывно	После проведения исследований по подбору ингибиторов
3		Промывка песчаных пробок нефтяных скважин	10 скв-операции	согласно графика	-

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

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

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

Описание существующей системы сбора

Технология промыслового сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении С. Балгимбаев осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам с условными Ø80 мм и 100 мм, проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа Спутник: «Б-40-14-500» (9 ед.), «АМ 40-8-120 СКЖ» (1 ед.), «АМ 40-14-500» (1 ед), ОЗНА-Импульс 40-14-400 (2- ед). Все АГЗУ, за исключением одной установки «АМ 40-8-120», обустроены для автоматического замера дебита скважин. Распределение фонда добывающих скважин по групповым замерным установкам представлено в Таблице 6.3.1, схема их относительного расположения на Рис. 6.3.1.

После замера нефтегазовая смесь за счет избыточного давления направляется по сборному трубопроводу с условным Ø219×6 мм на ЦПС и ПН.

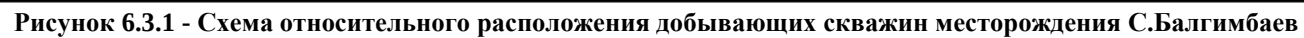
Таблица 6.3.1. Система распределения фонда добывающих скважин по ГЗУ

№ ГЗУ Марка АГЗУ	№ подключенной скважины	Длина от скв до ГЗУ, м	Диаметр, мм	Материал исполнения
№ 001 Б-40-14-500	20	300	114*6	сталь
	42	460	110*5	СВТ
	43	850	110*5	СВТ
	225	333	114*6	сталь
	232	360	114*6	сталь
	237	280	114*6	сталь
	29	790	114*6	сталь
	53	286	73*5,5/114*4,5	сталь
	110	435	110*5	СВТ
	142	300	114*6	сталь
	177	750	114*4,5	сталь
№ 002 Озна-Импульс	253	575	89*5	сталь
	134	400	114*6	сталь
	178	1300	114*6	сталь
	24	763	110*5	СВТ
	85	1200	114*6	сталь
	136	850	114*4,5	сталь

№ ГЗУ Марка АГЗУ	№ подключенной скважины	Длина от скв до ГЗУ, м	Диаметр, мм	Материал исполнения
	132	370	114*7	сталь
	250	1300	89*5	сталь
№ 003 АМ-40-8-120	81	643	114*4,5	сталь
	209	574	89*3,5	сталь
	80	133	114*4,5	сталь
	92	900	114*4,5	сталь
	1	940	114*4,5	сталь
	211	217	89*3,5	сталь
	212	596	89*3,5	сталь
	98	230	114*4,5	сталь
№008 Б-40-14-500	201	455	114*4,5	сталь
	206	550	114*4,5	сталь
	208	350	114*4,5	сталь
	202	67	114*4,5	сталь
	15	500	114*4,5	сталь
	204	110	114*4,5	сталь
	207	324	114*4,5	сталь
	205	160	114*4,5	сталь
	203	150	114*4,5	сталь
	102	400	114*4,5	сталь
	108	267	114*4,5	сталь
	13	450	114*4,5	сталь
	101	400	114*4,5	сталь
	234	80	73*5,5	сталь
№009 Озна-Импульс	239	310	114*6	сталь
	215	205	114*4,5	сталь
	228	231	114*6	сталь
	229	178	114*6	сталь
	230	445	114*6	сталь
	235	330	114*8	сталь
	244	300	73*5,5	сталь
	241	270	114*8	сталь
	243	350	89*5	сталь
	251	400	89*5	сталь
№022 Б-40-14-500	194	598	114*4,5	сталь
	165	370	114*6	сталь
	79	580	89*3,5	сталь
	90	790	114*7	Сталь
	160	635	114*6	сталь
	222	466	110*5	СВТ
	89	330	114*7	сталь
	28	730	114*7	сталь
	164	315	114*7	сталь
	96	305	73*5,5	сталь
	84	525	114*4,5	сталь
	72	361	110*5	СВТ
	131	230	114*6	сталь
	111	620	110*5	СВТ
№033 АМ 40-14-500	226	741	114*6	сталь
	236	720	114*6	сталь
	139	600	110*5	сталь
	121	602	114*4,5	сталь
	216	750	114*4,5	сталь
	217	580	114*4,5	сталь
	220	620	114*7	сталь
	30	134/366	89*3,5/73*5,5	сталь
	162	220	110*5	СВТ

№ ГЗУ Марка АГЗУ	№ подключенной скважины	Длина от скв до ГЗУ, м	Диаметр, мм	Материал исполнения
	231	680	114*6	сталь
	240	870	114*6	сталь
	179	300	114*6	сталь
	74	75/190	89*3,5/73*5,5	сталь
	224	478	110*5	СВТ
	255	855	89*5	сталь
№105 АМ 40-14-500	115	615	114*4,5	сталь
	44	1450	114*6	сталь
	114	1038	114*4,5	сталь
	199	470	110*5	СВТ
	58	860	114*4,5	сталь
	3	960	110*5	СВТ
	113	1382	110*5	СВТ
	191	1207	110*5	СВТ
	122	1042	110*5	СВТ
№107 Б-40-14-500	116	150	114*6	СВТ
	75	1300	114*6	сталь
	197	200	114*4,5	сталь
	38	500	114*4,5	сталь
	238	870	114*8	сталь
	193	800	114*7	сталь
	129а	970	114*7	сталь
	213	404	89*3,5	сталь
	123	510	114*4,5	сталь
	93	118/300	89*3,5/73*5,5	сталь
	245	1200	89*3,5	сталь
	76	540	110*5	СВТ
	252	790	89*5	сталь
№205 Б-40-14-500	242	525	89*5	сталь
	62	1198	114*4,5	сталь
	48	480	110*5	СВТ
	47	443	110*5	СВТ
	46	755	114*7	сталь
	246	1000	89*5	сталь
№207 Б-40-14-500	247	150	89*5	сталь
	163	860	114*6	сталь
	195	950	114*4,5	сталь
	88	1050	114*4,5	сталь
	198	800	114*4,5	сталь
	227	408	114*6	сталь
	95	522	114*4,5	Сталь
	77	520	110*5	СВТ
	94	230	114*4,5	Сталь
№305 Б-40-14-500	254	384	89*5	сталь
	117	600	114*4,5	сталь
	189	526	110*5	СВТ
	175	830	114*6	сталь
	60	360	114*6	сталь
	118	1150	114*4,5	сталь
	32	920	110*5	СВТ
	223	328	110*5	СВТ
	176	278	114*6	сталь
	190	470	114*4,5	сталь
	233	1260	114*7	сталь
№307	107	1030	114*6	сталь
	248	350	89*5	сталь
	99	450	110*5	СВТ

№ ГЗУ Марка АГЗУ	№ подключенной скважины	Длина от скв до ГЗУ, м	Диаметр, мм	Материал исполнения
Б-40-14-500	105	610	114*6	сталь
	196	580	110*5	СВТ
	147	300	114*6	сталь
	221	207	114*4,5	сталь
	39	765	110*5	СВТ
	166	1135	110*5	СВТ
	78	877	114*4,5	сталь



Описание существующей системы подготовки продукции

На ЦПС и ПН С. Балгимбаев осуществляется сбор нефти с месторождений НГДУ «Жаикмунайгаз», для дальнейшей подготовки смеси нефти до I товарной группы согласно СТ РК 1347-2024, и сдачи её в систему АО «КазТрансОйл».

На ЦПСиПН месторождения С.Балгимбаев осуществляется сбор нефти всех месторождений НГДУ и подготовка её до товарной кондиции и сдача в систему КТО.

Продукция месторождений: смесь (Ю.З.Камышитовое, Ю.В.Камышитовое, Юго-Восточное Новобогатинское, Новобогат Юго-Восточный), Жанаталап, Гран, Забурунье прошедшие внутрипромысловую подготовку нефти перекачиваются откачивающими на ЦПСиПН С. Балгимбаев, где проходят узел замера для ведения оперативного учета поступающих объёмов.

Продукция скважины месторождения С.Балгимбаев с автоматизированных групповых замерных установок поступает на ЦПСиПН С.Балгимбаев.

Газожидкостная смесь месторождения С.Балгимбаев через коллектор – усреднитель потока КУП-1 поступает на параллельные сепараторы - отстойники нефти I-ступени: С-1/1, С-1/2, где происходит процесс сепарации газа и предварительный сброс пластовой воды.

Сброс пластовой воды осуществляется в технологический резервуар РВС №9 V-2000 м³. Далее предварительно обезвоженная нефть через расходомер нефти марки «OPTIMASS 1400C S50» поступает в технологический резервуар РВС №10 объёмом V-5000м³.

Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть на установках подготовки нефти, с 3-х межпромысловых нефтепроводов (Забурунье/Жанаталап, Гран, ЮБК/ЮЗК/ЮВН) поступает на коллектор - усреднитель потока КУП-2 Ø325 мм, на приём печей подогрева ПТБ 10/64 №1, №2, №3. В печах жидкость подогревается до температуры 50-60°C и поступает в параллельные сепараторы-отстойники II-ступени С-2/1, С-2/2.

Нефть месторождения С.Балгимбаев после дренирования воды с резервуара №10, через переточные линии 3 и 9 м отбирается технологическим насосом внутренней перекачки ЦНС 180/85 №3 или дренажными насосами НБ-125 №4 и №5, и прокачивается по нефтепроводу Забурунье через печи ПТБ 10/64 №1, №2, №3 на параллельные сепараторы - отстойники II-ступени.

В сепараторах-отстойниках II-ступени: С-2/1, С-2/2 проходит процесс обезвоживание нефти и дополнительный отбор свободного газа. Подтоварная вода, накопившаяся в технологическом отсеке, дренируется в технологические резервуары РВС

№9 V-2000 м3.

Газ, выделившийся на I и II-ой ступени сепарации при помощи регулирующих клапанов подается на вихревой расходомер «digital YEWFLOW» марки «DY080», далее по газопроводу Ø114мм с давлением P-1-1,5 кгс/см² поступает на осушитель газа (НГС 1-16-2000) для очистки попутно нефтяного газа от примесей и влаги, после чего используется на собственные нужды в печах подогрева ПТБ-10/64 и ПТ-16/150.

После сепараторов-отстойников II-ступени: С-2/1, С-2/2 обезвоженная нефть по трубопроводу Ø325 мм, давлением P-1,2-1,5 кгс/см² и t-45-50°С поступает на III-ступень сепарации: С-3/1, С-3/2, где проходит остаточный процесс обезвоживания, также предусмотрен процесс обессоливания нефти. Сброс подтоварной воды осуществляется и регулируется электроприводным клапаном до достижения 0,5% обводненности нефти.

Для оперативного учета дренируемой воды с сепараторов-отстойников II и III-ступени, на линии установлен ультразвуковой расходомер марки «UFM3030K», далее дренируемая вода поступает в технологический резервуар РВС №9 V-2000 м3.

С сепараторов-отстойников III-ступени: С-3/1, С-3/2, обезвоженная и обессоленная нефть по трубопроводу Ø325 мм через задвижки № КС/1, P-1,2-1,5 кгс/см² поступает на концевую сепарационную установку (КСУ) V-25м3, для окончательной дегазации нефти.

Разгазированная нефть с концевой сепарационной установки P-1 кгс/см² с содержанием хлористых солей до 200 мг/дм³ и обводненностью до 0,5% поступает в технологический резервуар РВС №6 V= 2000м3.

С резервуара РВС №6 через переточную линию 7,9 м, нефть поступает в товарные резервуары №1т, №5т, №11т, №12т V=5000 м3.

После отстоя подготовленной нефти в товарных резервуарах №1т №5т, №11т, №12т, приёма раздаточные патрубки резервуара пломбируются, и отбирается проба совместно с представителями АО «КазТрансОйл». По результатам лабораторного контроля, при соответствии нефти стандарту СТ РК 1347-2024, осуществляется откачка товарной нефти насосами внешней перекачки ЦНС 300/120 №1, №2 (1-насос «рабочий», 1- насос «резервный») в товарные резервуары на НПС «Мартыши» АО «КазТрансОйл».

Существующая принципиальная схема ЦПСиПН С.Балгимбаев приведен на Рис. 6.3.3.

ДОПОЛНЕНИЯ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С.БАЛГИМБАЕВ

Условные обозначения и изображения:

-  - существующее оборудование
-  - линия газожидкостной смеси
-  - линия нефти
-  - линия газа
-  - линия пластовой воды
-  - линия дренажа
-  - хим. реагент
-  - ГРПШ



Технологические потери нефти и газа

Норматив технологических потерь нефти по месторождению С.Балгимбаев составляет -1085,2764 т/год (0,7013%), по газу – 17061,0290 м³/год (0,501%), куда входят технологические потери от испарения, от утечек паровой фазы через уплотнения насосов, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения запорно-регулирующей арматуры и предохранительных клапанов, от уноса капельной нефти сточными водами, от уноса капельной нефти газом и от испарения товарной нефти в системах хранения и транспортировки. Под технологическими потерями нефти, газа и конденсата понимаются безвозвратные потери, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико – химическими характеристиками нефти, газа и конденсата. Согласно СТ РК 4003-2025, СТ РК 4004-2025, СТ РК 4005-2025 был разработан «Норматив технологических потерь нефти газа и конденсата при подготовке, хранении, транспортировке, а также расхода нефти и газа на собственные нужды по месторождениям АО «Эмбаунайгаз» на период 2025-2030 гг.».

6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно статье 147 «Закона о недрах и недропользовании...» Недропользователь должен разрабатывать Программу развития переработки попутного газа, которая подлежит обновлению каждые три года.

В настоящее время утилизация газа на месторождении С.Балгимбаев осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Жаикмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг.».

Согласно данной Программе, газ, выделившийся на первой и второй ступени сепарации, поступает на осушку в газосепаратор, который далее полностью используется на собственные нужды (ПТ-16/150 М – 1 ед.; ПТБ-10/64 (печь подогрева нефти) – 3 ед. на ЦПСИПН.). Кроме того, на собственные нужды месторождения используется товарный газ, поступающий с УПП «С.Балгимбаев».

Таблица 6.4.1. - Потребление товарного газа на собственные технологические нужды

№	Наименование	Объем газа, м ³ /год
1	КВа-1300 ЛЖ/Гн котел	314 496
2	КВа-1000 ЛЖ/Гн котел	655 200

3	Unicall Ellprex-340 котел	283 920
4	FRACCARO Луч. Обогрев	21 840
5	Блочно модульная TCB-600 WG-30N/1-CViessmann котел	283 920
6	КДВ-500 котел для подогрева воды	305 760
7	Бойлер REX-95 котел	1 007 400
8	BB 1035 RG котел	78 624
9	Cronos KBA-620 ЛЖ/ Буран Бойлер котел	617 580
10	Waukesha F3514 GSI двигатель компрессора	1 010 880

Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению С.Балгимбаев в 2026 году составляет 0,027512 млн.м³, в том числе по категории V₇ – 0,027299 млн.м³, по категории V₈ – 0,000213 млн.м³, при добыче газа 2,992 млн.м³. Под технологически неизбежным сжиганием газа подразумевается, объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования и при техническом обслуживании и ремонтных работах. Сжигание сырого газа осуществляется согласно требованиям Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утвержденной Приказом Министра энергетики Республики от 5 мая 2018 года № 164.

Баланс сырого газа месторождения С.Балгимбаев представлен в Табл.6.4.2. Баланс газа рассчитан на основании показателей добычи газа рекомендуемого варианта разработки (2 вариант).

Таблица 6.4.2. Баланс газа месторождения С.Балгимбаев 1-вариант

№	Добыча газа и его использование	Кол-во		Кол-во часов эксплуатации в сутки	Кол-во суток эксплуатации	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы								
		Всего	В работе				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча газа						2,992	2,824	2,627	2,427	2,324	2,154	2,025	1,890	1,774
2	Потери						0,015	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,010	0,009	0,009
3	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)						2,9494978	2,7823391	2,5863266	2,3873288	2,2848441	2,1156959	1,9873422	1,8530191	1,7376
3.1	ПТБ-10/64	3	3	24	122	315,89	2,77477776	2,60761912	2,41112659	2,21260879	2,1101241	1,94097588	1,81214217	1,67829915	1,56288002
3.2	ПТБ-16/150	1	1	24	364	20	0,17472	0,17472	0,1752	0,17472	0,17472	0,17472	0,1752	0,17472	0,17472
4	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v), в т.ч.:						0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512
5	Объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇)						0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299
5.1	Дежурная горелка	1	1		12	2,5	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003
	ФУ-20-ФОК-200 (ЦПСиПН)														
5.2	Дежурная горелка	1	1		351	2,8	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587
	Факел PF-4-Sonic Pipe Flare (УПГ)														
5.3	продув газ ЦПСиПН	1	1		12	12	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144
5.4	продув газ УПГ	1	1		351	0,42	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538
6	Объем сжигания сырого газа при ТО и ТР технологического оборудования (V ₈)						0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213

Таблица 6.4.3. Баланс газа месторождения С.Балгимбаев 2-вариант

№	Добыча газа и его использование	Кол-во		Кол-во часов эксплуатации в сутки	Кол-во суток эксплуатации	Расход газа, (не более), м³/ч	Годы, млн м3																			
		Всего	В работе				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча газа						3,064	2,978	2,973	2,903	2,823	2,644	2,524	2,409	2,262	2,112	1,989	1,861	1,741	1,642	1,537	1,452	1,365	1,268	1,183	1,096
2	Потери						0,015	0,015	0,015	0,015	0,014	0,013	0,013	0,012	0,011	0,011	0,010	0,009	0,009	0,008	0,008	0,007	0,007	0,006	0,006	0,005
3	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)						3,021137	2,935568	2,930593	2,860944	2,781345	2,603241	2,483842	2,369418	2,223155	2,073907	1,951523	1,824164	1,704765	1,606262	1,501787	1,417213	1,330649	1,234135	1,149561	1,062997
3.1	ПТБ-10/64	3	3	24	122	315,89	2,846417	2,760848	2,755393	2,686224	2,606625	2,428521	2,308642	2,194698	2,048435	1,899187	1,776323	1,649444	1,530045	1,431542	1,326587	1,242493	1,155929	1,059415	0,974361	0,888277
3.2	ПТБ-16/150	1	1	24	364	20	0,17472	0,17472	0,1752	0,17472	0,17472	0,17472	0,1752	0,17472	0,17472	0,17472	0,1752	0,17472	0,17472	0,17472	0,1752	0,17472	0,17472	0,17472	0,1752	0,17472
4	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _v), в т.ч.:						0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512	0,027512
5	Объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V ₇)						0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299	0,027299
5.1	Дежурная горелка ФУ-20-ФОК-200 (ЦПСиПН)	1	1		12	2,5	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	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003
5.2	Дежурная горелка Факел PF-4-Sonic Pipe Flare (УПГ)	1	1		351	2,8	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587	0,023587
5.3	продув газ ЦПСиПН	1	1		12	12	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144
5.4	продув газ УПГ	1	1		351	0,42	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538	0,003538
6	Объем сжигания сырого газа при ТО и ТР технологического оборудования (V ₈)						0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213	0,000213

Выводы и рекомендации:

- В соответствии с пунктом 2 статьи 147 Кодекса «О недрах и недропользовании», недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объемов сжигания сырого газа.

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.

Требования к системе ППД

Система ППД должна обеспечивать:

- Необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по нагнетательным скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- Подготовку закачиваемой воды до кондиции (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- Проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки, и месторождению в целом;
- Герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- Возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов.

Существующая система ППД на месторождении

На месторождении С. Балгимбаев с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система ППД. В настоящее время система ППД внедрена на I и II объектах месторождения С.Балгимбаев, осуществляемая путем закачки воды в пласт.

Источником водоснабжения для ППД является пластовая вода.

Подготовка пластовой воды для ППД осуществляется на ЦПС и ПН С.Балгимбаев.

Система ППД месторождения С. Балгимбаев включает в себя следующие

технологические узлы: оборудования по подготовке агента, кустовые насосные станции (КНС) по закачке агента, систему трубопроводов и распределительных пунктов (ВРП), систему нагнетательных скважин, подключенных к ВРП по территориальному признаку, без учета их принадлежности к эксплуатационным объектам и поглощающих способностей.

Схема системы ППД месторождения С.Балгимбаева представлена на рисунке 6.5.1.

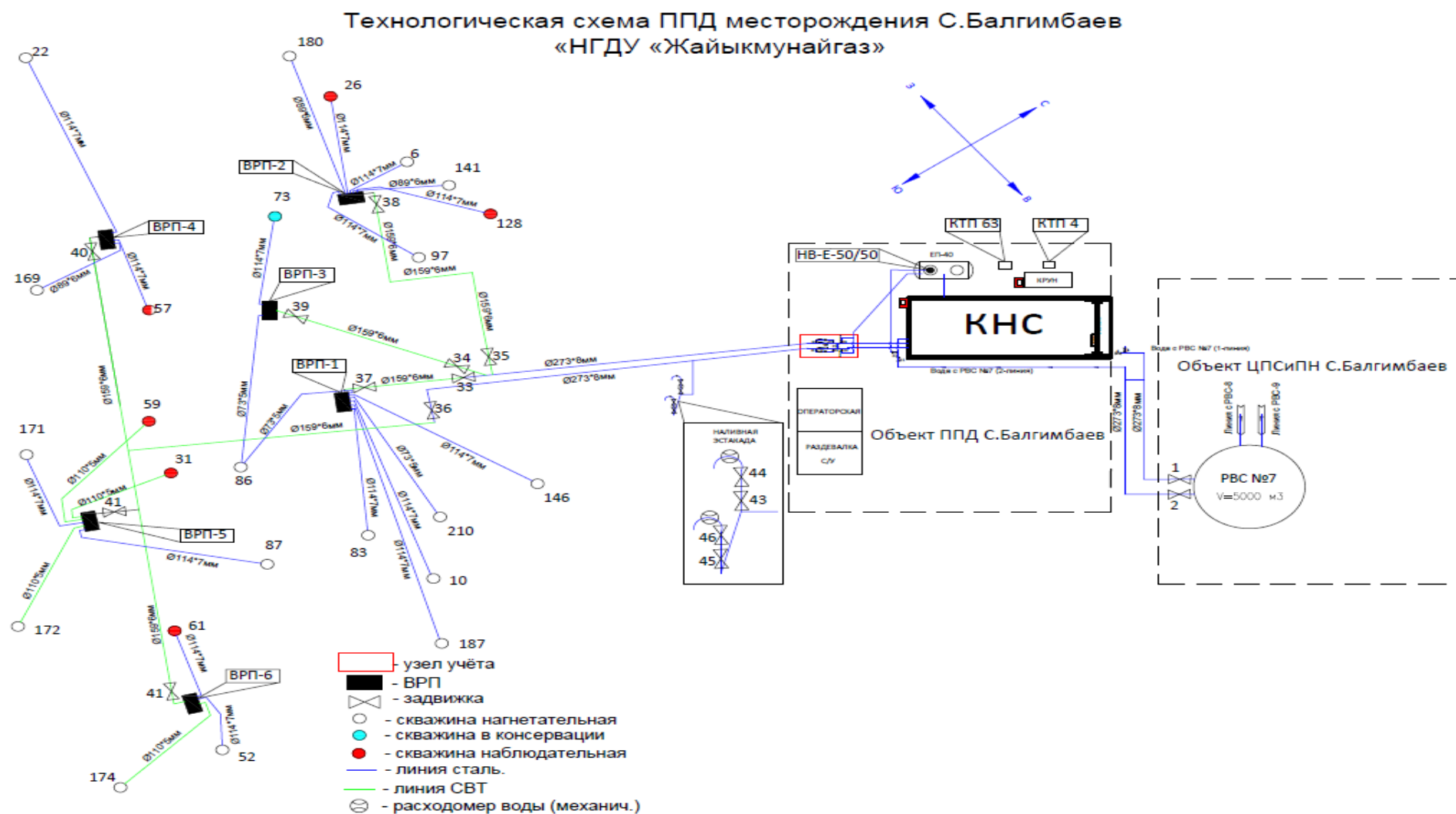


Рис. 6.5.1. Схема системы ППД месторождения С.Балгимбаев

В Таблице 6.5.1 отображено распределение нагнетательных скважин по 6 ВРП.

Таблица 6.5.1. – Характеристика нагнетательных линий

№ п/п	Узел начала	Узел конца	Протяженность ь, м	Ø, мм	Материал исполнения
1	ВРП № 1	83	660	114*7	сталь
2		10	834	114*7	сталь
3		187	1141	114*7	сталь
4		210	800	73*5	сталь
5		146	642	114*7	сталь
6	ВРП № 2	6	163	114*7	сталь
7		141	437	89*6	сталь
8		180	1300	89*6	сталь
9		26 (наблюдат.)	750	114*7	сталь
10		97	450	114*7	сталь
11		128 (наблюдат.)	650	114*7	сталь
12	ВРП № 3	73 (в консерв.)	880	114*7	сталь
13		86	850	73*5	сталь
14	ВРП № 4	57 (наблюдат.)	600	114*7	сталь
15		169	360	89*6	сталь
16		22	1700	114*7	сталь
17	ВРП №5	87	950	114*7	сталь
18		171	575	114*7	сталь
19		172	625	110*5	СВТ
20		59 (наблюдат.)	505	110*5	СВТ
21		31 (наблюдат.)	370	110*5	СВТ
22	ВРП №6	52	425	114*7	сталь
23		61 (наблюдат.)	600	114*7	сталь
24		174	559	110*5	СВТ
Итого: Ø114*7 мм. Сталь–11020 м.; Ø110*5 мм. СВТ–2059 м.; Ø89*6 мм. Сталь–2097м.; Ø73*5 мм. Сталь–1650м					

Система подготовки и закачки пластовой воды

Технологический процесс системы ППД С. Балгимбаев осуществляется следующим образом:

Подтоварная вода со всех резервуаров ЦПСиПН С.Балгимбаев сбрасываются в дренажную емкость ЕП-100 м³ №6, откачка с дренажной емкости осуществляется поршневыми насосами НБ-125 №4, №5 в технологический резервуар РВС №9, далее подтоварная вода поступает в РВС №7 V=5000 м³.

Технологическим процессом на ЦПСиПН С.Балгимбаев предусмотрена подготовка попутно пластовой воды на отстойниках с патронными фильтрами ОПФ-3000.

Попутно-добываемая вода, дренируемая с сепараторов-отстойников I-ступени при помощи регулируемого электроприводного клапана, по трубопроводу Ø325 мм поступает на отстойники с патронными фильтрами ОПФ-3000, далее после глубокой очистки вода поступает в РВС №7 V=5000 м³. С РВС №7 по двум водоводам поступает на прием насосов ЦНС-180/425 №1 и №2 (1 насос в работе, 1 насос резервный) и дополнительный резервный насос ГНК 8-4000-500. и с P = 40-41 кгс/см² по напорному водоводу поступает

на ВРП №1, №2, №3, №4, №5, №6.

Для сокращения протяженности высоконапорных водоводов, прокладываемых от КНС к нагнетательным скважинам по лучевой системе распределения воды, установлены распределительные пункты (ВРП).

В ВРП размещены отключающие задвижки и диафрагмы с дифманометрами для замера расхода воды, закачиваемой через входные отсекающие клиновые задвижки АФК в 17 нагнетательных скважин.

На Рис. 6.5.1 представлено фактическое положение нагнетательных скважин и трубопроводов с привязкой к рельефу местности.

Анализ мощности системы ППД

Закачка воды производится с использованием следующего насосного оборудования:

- насос ЦНС-180/425 №1 и №2 (1 насос в работе, 1 насос резервный);
- насос ГНК 8-4000-500 (1 единица дополнительный резервный насос).

Существующее насосное оборудование способно обеспечить закачку воды в объеме 8320,8 м³/сут.

Технические характеристики насосов представлены ниже, в Табл. 6.5.2 и Табл. 6.5.3.

Таблица 6.5.2. – Техническая характеристика насоса ЦНС-180/425

№	Наименование	Единица измерения	Показатели
1	Подача	м ³ /час	180
2	Напор	м	425

Таблица 6.5.3 - Техническая характеристика насоса ГНК 8-4000-500

№	Наименование	Единица измерения	Показатели
1	Подача	м ³ /час	166,7
2	Напор	м	500

Согласно проектным данным максимальный объем закачки воды системы ППД достигнет за 2026 году и составит 3 037 092 м³ (8320,8 м³/сут). Насосное оборудование КНС сможет обеспечить закачку указанного объема воды.

Требования к качеству закачиваемой воды

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.:

Показатели и нормы качества воды

1. Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

Водородный показатель находится в пределах нормы.

2. Фильтрационная характеристика.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. Совместимость с пластовой водой и породой.

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

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	0,665
II	0,636

Согласно данным, размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти должны быть не крупнее 5 мкм

5. Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по Таблице 6.5.5.

Таблица 6.5.5 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Допустимое содержание механических примесей в воде – до 50 мг/л, нефтепродуктов – до 50 мг/л.

6. Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

Данные по содержанию кислорода в воде отсутствуют

7. Набухаемость пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

Исследования по содержанию СВБ в воде отсутствуют.

11. Содержание ионов трехвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

В Табл. 6.5.6 представлены результаты исследований физико-химических свойств закачиваемой воды.

Однако в виду недостаточной информации и изученности физико-химических свойств закачиваемой воды (а именно отсутствие анализа воды на содержание кислорода, СВБ), не предоставляется возможность провести полноценный анализ закачиваемой воды.

Выводы и рекомендации

1. Существующая мощность системы ППД вполне способна обеспечить достижение проектных показателей.
2. Рекомендуются заменить нагнетательные линии на трубопроводы из СВТ материала исполнения.
3. Осуществлять закачку воды по герметизированной системе, во избежание попадания кислорода.
4. Проводить мониторинг коррозии:
 - Визуальный осмотр оборудования системы ППД;

- Проводить периодический гравиметрический или др. контроль скорости коррозии пластовой воды и др. по отношению к УС (углеродной стали);
- Проводить периодический анализ физико-химических характеристик пластовой воды с обязательным проведением анализов на содержание в воде СВБ, H_2S , CO_2 , O_2 , содержание органических кислот, Fe^{2+} и Fe^{3+} , механических примесей и нефтепродуктов. и др.
- Недропользователю необходимо уделить внимание качеству закачиваемой воды, и применить соответствующие технологические приемы очистки и подготовки воды.

Таблица 6.5.6. Физико-химические свойства пластовой воды

Дата отбора	Плотность при 20°С, г/см ³	Соленость, °В	рН	Содержание ионов, мг/дм ³ // мг-экв/дм ³						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	Механические примеси, мг/дм ³	Тип воды по Сулину	Содержание железа мг/дм ³		Н ₂ S, мг/дм ³	Содержание йода, мг/дм ³	Содержание брома, мг/дм ³
				HCO ³⁻	SO ^{4 -2}	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺						Fe ²⁺	Fe ³⁺			
19.02.2021	1,163	22	6,66	268,0/4,40	80,0/1,66	144290/4070,25	1353/67,50	760,0/62,50	90765,0/3946,31	237516	130,00	-	22	хлоркальц	2,94	5,6	не обн-о	3,00	106,6
17.09.2019	1,1574	19,90	6,77	207,0/3,40	66,0/1,37	142509,0/4020,00	1202,0/60,0	790,0/65,0	89695,0/3899,77	234469,00	125,00	-	10	хлоркальц	не обн-о	11,76	не обн-о		
27.11.2018	1,1551	19,60	6,1	149,0/2,40	133,0/2,76	139651,0/3939,39	1403,00/70,00	790,0/65,00	87620,0/3809,55	229743,00	135,00	нет данных	29,00	хлоркальц	51,10	2,24	не обн-о		

6.3 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 проекта на месторождении С. Балгимбаев предусматривается бурение 1-й горизонтальной скважины № 256.

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 С. Балгимбаев, проводка эксплуатационных скважин рекомендуются следующий вариант конструкции вертикальных (таблица 7.1.1).

Конструкция вертикальных скважин

Направление Ø324мм, спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø244,5мм, спускается на глубину до 300 м, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм, спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 940 м для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Для предотвращения возможных нефтегазоводопроявлений бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора, согласно ЕТП (п.10.2).

Тип и высота подъема цементных растворов за всеми обсадными колоннами приняты в соответствии с горно-геологическими условиями согласно требованиям, изложенным в «Единых технических правилах ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан» (ЕТП).

Таким образом, на основании вышеизложенного, с целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве, бурение проектных скважин, в соответствии с вышеперечисленными требованиями, рекомендуется производить по конструкции, приведенной в таблице 7.1.1:

Таблица Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1 – Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин.

Наименование колонны	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента, (м)
	долота	колонны		
1	2	3	4	5
Направление	393,7	323,9	30	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	300	до устья
Эксплуатационная	215,9	168,3*	940	до устья

*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 для горизонтальной скважины № 256

Направление Ø 324мм, спускается на глубину 20 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø 245мм спускается на глубину от 300 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до глубины спуска эксплуатационной колонны и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм, спускается на глубину 710,6/855,95 м (по вертикали/по стволу) и цементируется до устья с целью освоения продуктивных горизонтов.

Хвостовик фильтр Ø114,3 мм, спускается в интервале от 705,71/805,95 м (по вертикали/по стволу) до 710,6/1255,95 м (по вертикали/по стволу) для освоения продуктивных горизонтов. Не цементируется.

Таблица 7.1.2 - Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважины №256

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента, (м)
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
1	Направление	393,7	323,9	20	До устья
2.	Кондуктор	295,3	244,5	300	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	710,6/855,95 по вертикали/по стволу	До устья
4.	Хвостовик фильтр	152,4	114,3*	710,6/1255,95 по вертикали/по стволу	Не цементируется

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.

Бурение горизонтальной скважины ориентировочно начало набора угла рекомендуется начать с глубины 480 м по вертикали в эксплуатационной колонне. Максимальная интенсивность набора кривизны 6,75°/30м, максимальный зенитный угол 90°, максимальный азимут 73°, при этом общее отклонение от вертикали составляет 654,64 м.

Профиль проектной горизонтальной скважины №250 представлена на рисунке 7.1.1.

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ								
Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
НК	455,95	0,00	73,00	455,95	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
ЦЕЛЬ W #251- T1	855,95	90,00	73,00	710,60	N 74,45	E 243,52	6,75	254,64
Глубина и цель W #... T2	1255,95	90,00	73,00	710,60	N 191,40	E 626,04	0,00	654,64

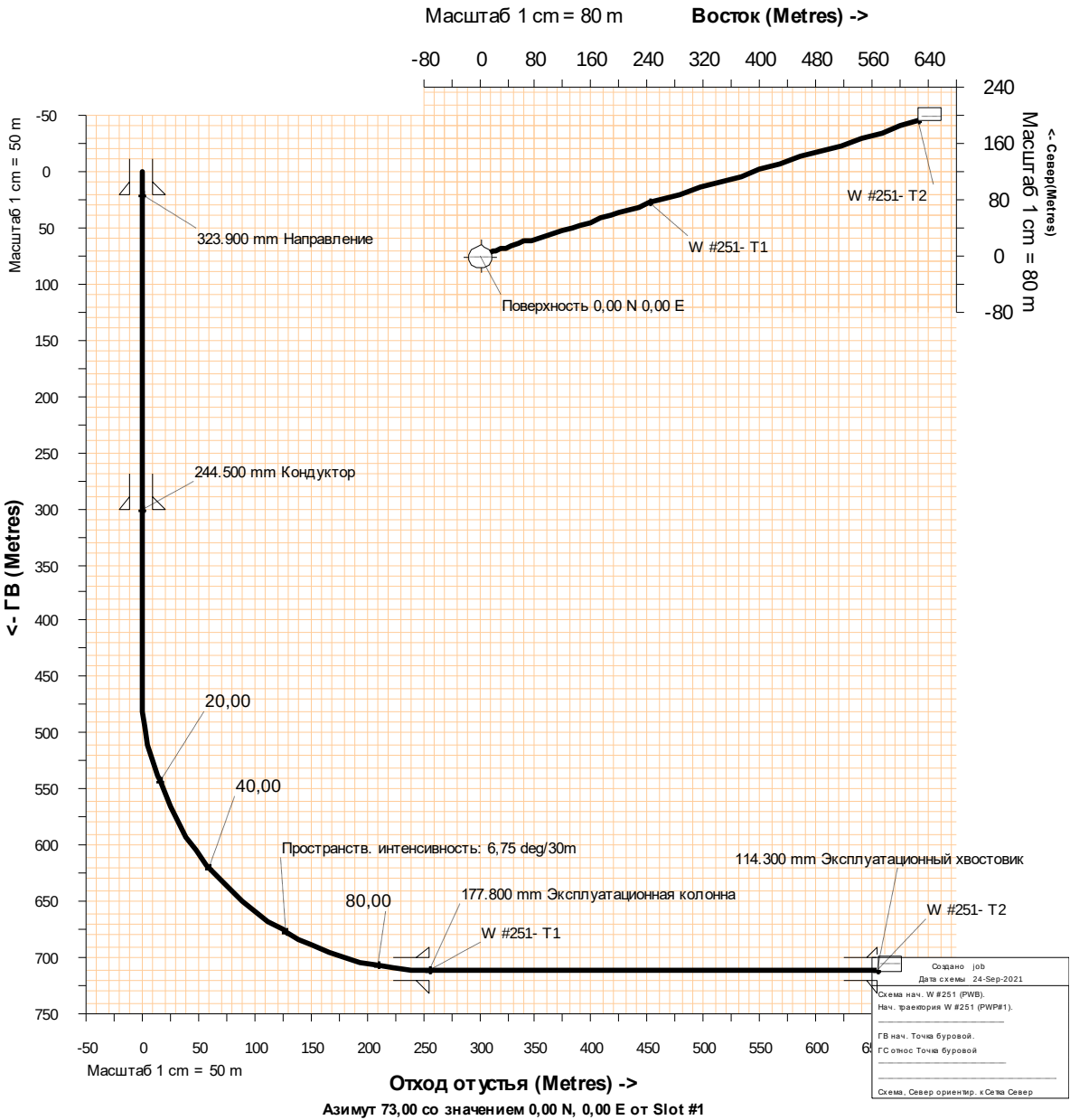


Рис. 7.1.1 – Профиль проектной горизонтальной скважины №256

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.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении С. Балгимбаев более полно отвечает буровая установка ZJ-20. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

Способы и режимы бурения скважин на месторождении выбираются исходя из геологических условий, глубины залегания продуктивных пластов, ожидаемых пластовых давлений, зон возможных осложнений, а также опыта бурения разведочных скважин на данном месторождении с целью достижения проектных скоростей бурения.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..**3 – Расчет продолжительности бурения вертикальных скважин глубиной 940м**

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	19,74
В том числе,	
Бурение:	11,0
Крепление:	8,74
Освоение объектов в колонне	7,8
Полная продолжительность цикла строительства скважины	34,54

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения горизонтальной скважины № 256 глубиной 710,6/1256м (по вертикали/по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7
Подготовительные работы к бурению	2
Время демонтажа буровой установки, сут	4
Время монтажа подъемника для испытания, сут	2
Бурение и крепление скважины(крепление), в том числе:	26,54
бурение	18,4
крепление	8,14
Освоение объектов в колонне	7,3
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	53,84

Технические средства и технология бурения скважин должны отвечать требованиям безаварийной и экономичной проводки скважин и будут отражаться в рабочем проекте на строительство скважин.

Параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от

выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Основные параметры бурового раствора приведены в Таблице 7.1.5

Таблица 7.1.5 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин

Интервал, (м)	Тип	Плотность, (г/см ³)	Вязкость, (сек)	СНС _{1/10} , (мгс/см ²)	Водоотдача, (см ³ /30 мин)	Глинистая корка, (мм)	рН
1	2	3	4	5	6	7	8
0-30	Бентонит	1,13-1,15	50-55	-	-	-	-
30-300	Полимерный	1,15-1,17	45-50	3-7 / 10-18	5-6	0,5	8-9
300-940	Полимерный	1,18-1,20	40-50	2-6 / 9-14	4-5	0,5	8-9

Таблица 7.1.6 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для горизонтальных скважин

Интервал по вертикали (м)	Тип	Плотность, (г/см ³)	Вязкость, (сек)	СНС _{1/10} , (мгс/см ²)	Водоотдача, (см ³ /30 мин)	Глинистая корка, (мм)	рН
1	2	3	4	5	6	7	8
0-30	Бентонит	1,11-1,12	25-30	-	-	-	-
30-300	Полимерный	1,12-1,14	45-50	2-4 / 12-16	5-6	0,5	8-9
300-710	Ингибированный KCL полимерный	1,17-1,19	40-45	3-5 / 22-26	4-5	0,5	8-9

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

Цементирование обсадных колон

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении С. Балгимбаев, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, и 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 разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности ($1,83-1,85 \text{ г/см}^3$) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 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 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопоявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (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.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на механизированный способ. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

Испытание продуктивных горизонтов проводится после спуска эксплуатационной колонны в соответствии с планом организации работ (ПОР) по испытанию скважины (объекта) и «Технологическим регламентом на испытание скважин, обсаженных эксплуатационной колонной» с соблюдением всех требований нормативно-правовых актов в области промышленной безопасности. Количество объектов и интервалы испытаний будут

уточнены геологической службой недропользователя на основании данных геофизических исследований в отрытом стволе скважины и рекомендаций службы геолого-технологических исследований (ГТИ) в соответствии с НПА РК и «Технологическим регламентом на проведение геолого-технологических исследований при бурении нефтяных и газовых скважин».

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Обоснование проекта плана добычи нефти выполнено на основе результатов расчетов технико-экономических показателей по годам и технических решений, изложенных в 4-6 главах настоящего проекта.

В таблицах 8.1.1-8.1.4 приведены плановые показатели добычи нефти по рекомендуемому варианту 2 варианту, по объектам разработки и месторождению в целом.

Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти всего, тыс.т	141,0	136,9	135,9	130,4	126,8	118,7	113,2	109,6	101,6	96,0	90,6	85,6	79,2	73,1	68,5	63,8	60,3
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	141,0	136,9	135,6	130,4	126,8	118,7	113,2	109,6	101,6	96,0	90,6	85,6	79,2	73,1	68,5	63,8	60,3
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>вывод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	145,2	141,0	136,9	135,6	130,4	126,8	118,7	113,2	109,6	101,6	96,0	90,6	85,6	79,2	73,1	68,5	63,8
9	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	145,2	141,0	136,9	135,6	130,4	126,8	118,7	113,2	109,6	101,6	96,0	90,6	85,6	79,2	73,1	68,5	63,8
10	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	141,0	136,9	135,6	130,4	126,8	118,7	113,2	109,6	101,6	96,0	90,6	85,6	79,2	73,1	68,5	63,8	60,3
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-4,1	-4,1	-1,3	-5,2	-3,6	-8,1	-5,5	-3,6	-8,1	-5,6	-5,4	-5,0	-6,3	-6,2	-4,5	-4,7	-3,5
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,9	-2,9	-1,0	-3,8	-2,7	-6,4	-4,6	-3,1	-7,4	-5,5	-5,6	-5,5	-7,4	-7,8	-6,2	-6,9	-5,5
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	2	2	4	4	0	3	4	4	6	2	1	11	0	4	1	2
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	137	135	134	130	126	126	123	119	115	109	107	106	95	95	91	90	88
17	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	137	135	134	130	126	126	123	119	115	109	107	106	95	95	91	90	88
18	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
21	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
22	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	28,4	28,9	30,1	30,9	31,7	30,6	30,3	30,1	29,7	29,9	29,5	29,5	31,4	29,8	30,1	29,4	29,7
23	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	28,4	28,9	30,1	30,9	31,7	30,6	30,3	30,1	29,7	29,9	29,5	29,5	31,4	29,8	30,1	29,4	29,7
24	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	89,5	89,9	90,3	90,6	90,9	91,1	91,3	91,2	91,4	91,5	91,7	92,1	92,3	92,6	92,8	93,0	93,4
	<i>переходящих</i>	89,5	89,9	90,3	90,6	90,9	91,1	91,3	91,2	91,4	91,5	91,7	92,1	92,3	92,6	92,8	93,0	93,4
	<i>новых</i>	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,7	2,6	2,7	2,5	2,5	2,4	2,3	2,4	2,2	2,2	2,0	2,0
	<i>переходящих</i>	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,7	2,6	2,7	2,5	2,5	2,4	2,3	2,4	2,2	2,2	2,0	2,0
27	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	179,8	181,1	187,8	188,1	187,7	181,4	175,5	169,0	161,6	154,1	149,7	148,9	142,5	135,5	131,4	127,1	126,3
28	Добыча жидкости, всего, тыс.т	1347,4	1351,7	1399,0	1392,5	1386,0	1335,9	1293,9	1243,4	1185,8	1129,7	1097,6	1084,6	1034,9	982,0	952,4	916,7	907,6
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	1347,4	1351,7	1398,3	1392,5	1386,0	1335,9	1293,9	1243,4	1185,8	1129,7	1097,6	1084,6	1034,9	982,0	952,4	916,7	907,6
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	99051,2	100402,9	101801,9	103194,4	104580,4	105916,3	107210,1	108453,5	109639,3	110769,0	111866,6	112951,2	113986,1	114968,0	115920,4	116837,1	117744,7
30	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	16890,2	17027,1	17163,0	17293,4	17420,2	17538,9	17652,1	17761,8	17863,3	17959,3	18049,8	18135,4	18214,6	18287,7	18356,2	18420,1	18480,3
31	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,532	0,536	0,540	0,544	0,548	0,552	0,556	0,559	0,562	0,565	0,568	0,571	0,573	0,576	0,578	0,580	0,582
32	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,6	92,3	93,1	93,8	94,5	95,1	95,7	96,3	96,9	97,4	97,9	98,3	98,8	99,2	99,5	99,9	100,2
33	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
34	Темп отбора от текущих, %	8,3	8,8	9,6	10,2	11,1	11,6	12,6	13,9	15,0	16,6	18,8	21,9	26,0	32,4	45,0	76,2	302,2
35	Закачка рабочего агента, тыс. м³	1060,1	1067,5	1109,9	1109,1	1106,5	1069,6	1037,5	996,3	952,8	908,4	884,9	877,9	839,7	798,7	776,7	749,4	744,6
36	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	125992,4	127059,9	128169,8	129278,8	130385,3	131454,9	132492,4	133488,7	134441,4	135349,8	136234,8	137112,6	137952,4	138751,0	139527,7	140277,1	141021,7

Таблица 8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти всего, тыс.т	90,4	81,7	79,7	75,4	72,4	66,0	60,2	56,7	50,7	45,9	41,7	37,8	33,6	30,0	27,1	24,3	21,9
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	90,4	81,7	79,7	75,4	72,4	66,0	60,2	54,3	50,7	45,9	41,7	37,8	33,6	30,0	27,1	24,3	21,9
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>зарезка бокового горизонтального ствола</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч. - добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	1387	0	0	0	0	0	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	2,43	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	100,7	90,4	81,7	79,7	75,4	72,4	66,0	60,2	54,3	50,7	45,9	41,7	37,8	33,6	30,0	27,1	24,3
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	100,7	90,4	81,7	79,7	75,4	72,4	66,0	60,2	56,7	50,7	45,9	41,7	37,8	33,6	30,0	27,1	24,3
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	1,0	0,9	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
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	90,4	81,7	79,7	75,4	72,4	66,0	60,2	54,3	50,7	45,9	41,7	37,8	33,6	30,0	27,1	24,3	21,9
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-10,3	-8,7	-2,0	-4,3	-2,9	-6,5	-5,8	-5,9	-6,0	-4,8	-4,2	-3,9	-4,2	-3,6	-2,9	-2,8	-2,3
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,2	-9,6	-2,5	-5,4	-3,9	-9,0	-8,8	-9,8	-10,6	-9,5	-9,1	-9,4	-11,0	-10,8	-9,5	-10,4	-9,7
15	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	3	1	4	4	0	3	3	4	4	2	1	9	0	4	1	2
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	90	87	86	82	78	78	75	73	69	65	63	62	53	53	49	48	46
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	90	87	86	82	78	78	75	73	69	65	63	62	53	53	49	48	46
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	28,7	29,0	30,5	31,7	33,1	31,2	30,6	29,6	29,1	28,6	27,5	26,4	28,3	26,0	26,3	24,9	24,4
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	28,7	29,0	30,5	31,7	33,1	31,2	30,6	29,6	29,1	28,6	27,5	26,4	28,3	26,0	26,3	24,9	24,4
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	89,9	90,7	91,3	91,6	91,9	92,2	92,5	92,4	92,7	92,9	93,1	93,3	93,5	93,7	93,9	94,1	94,4
	<i>переходящих</i>	89,9	90,7	91,3	91,6	91,9	92,2	92,5	92,7	92,7	92,9	93,1	93,3	93,5	93,7	93,9	94,1	94,4
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,8	1,6	1,6	1,5	1,4
	<i>переходящих</i>	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,8	1,6	1,6	1,5	1,4
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	187,7	184,5	192,1	191,2	190,9	183,1	174,9	165,3	155,5	143,6	137,5	131,5	122,0	114,2	109,5	103,8	103,6
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	897,0	876,2	913,2	901,2	895,6	844,2	798,1	748,6	695,2	644,4	602,8	567,4	519,8	478,3	447,7	414,1	388,7
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	897,0	876,2	913,2	901,2	895,6	844,2	798,1	743,7	695,2	644,4	602,8	567,4	519,8	478,3	447,7	414,1	388,7
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	75858,4	76734,6	77647,9	78549,1	79444,7	80288,8	81086,9	81835,4	82530,6	83175,0	83777,8	84345,2	84865,1	85343,3	85791,0	86205,2	86593,9
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	12579,1	12660,8	12740,5	12815,9	12888,3	12954,2	13014,4	13071,1	13121,8	13167,7	13209,4	13247,2	13280,8	13310,8	13337,9	13362,2	13384,1
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,514	0,517	0,521	0,524	0,527	0,529	0,532	0,534	0,536	0,538	0,540	0,541	0,543	0,544	0,545	0,546	0,547
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,3	94,9	95,5	96,0	96,6	97,1	97,5	98,0	98,3	98,7	99,0	99,3	99,5	99,8	100,0	100,1	100,3
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
35	Темп отбора от текущих, %	10,6	10,7	11,7	12,5	13,7	14,5	15,5	17,3	18,7	20,7	23,8	28,3	35,1	48,2	84,1	474,4	-114,5
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	780,9	767,8	801,4	795,4	794,3	761,7	729,8	687,8	646,9	597,5	573,8	547,1	507,4	475,2	456,8	431,8	431,1
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	107097,7	107865,6	108666,9	109462,3	110256,6	111018,4	111748,2	112436,0	113082,9	113680,4	114254,1	114801,2	115308,7	115783,8	116240,6	116672,5	117103,6
38	Компенсация отбора: текущая, %	95,8	96,7	97,0	97,7	98,3	100,1	101,5	102,0	103,4	103,1	105,9	107,3	108,7	110,7	113,8	116,4	123,9
	<i>с начала разработки, %</i>	152,2	151,6	151,0	150,4	149,8	149,3	148,8	148,4	148,1	147,7	147,4	147,2	146,9	146,7	146,6	146,4	146,3

Таблица 8.1.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти всего, тыс.т	37,8	41,2	41,7	40,4	39,9	37,7	37,1	36,9	35,5	34,6	33,2	32,7	31,3	29,2	27,6	26,3	24,8
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	36,5	41,2	41,7	40,4	39,9	37,7	37,1	36,9	35,5	34,6	33,2	32,7	31,3	29,2	27,6	26,3	24,8
	<i>новых скважин</i>	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>зарезка бокового горизонтального ствола</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>переводом с других объектов</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч. - добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	346,75	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	1,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	32,6	36,5	41,2	41,7	40,4	39,9	37,7	37,1	36,9	35,5	34,6	33,2	32,7	31,3	29,2	27,6	26,3
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	32,6	37,8	41,2	41,7	40,4	39,9	37,7	37,1	36,9	35,5	34,6	33,2	32,7	31,3	29,2	27,6	26,3
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	36,5	41,2	41,7	40,4	39,9	37,7	37,1	36,9	35,5	34,6	33,2	32,7	31,3	29,2	27,6	26,3	24,8
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	3,8	3,5	0,5	-1,3	-0,5	-2,2	-0,6	-0,2	-1,4	-0,8	-1,5	-0,5	-1,4	-2,1	-1,6	-1,3	-1,5
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	11,8	9,2	1,2	-3,2	-1,2	-5,6	-1,7	-0,5	-3,9	-2,4	-4,2	-1,4	-4,4	-6,8	-5,3	-4,7	-5,6
15	Мощность новых скважин, тыс.т	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	28	27	27	27	27	27	27	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	28	27	27	27	27	27	27	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	31,4	35,0	35,9	36,7	36,5	36,1	36,0	37,6	37,3	38,0	38,0	40,5	40,8	39,8	39,3	39,1	38,7
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	31,4	35,0	35,9	36,7	36,5	36,1	36,0	37,6	37,3	38,0	38,0	40,5	40,8	39,8	39,3	39,1	38,7
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,6	87,4	87,6	88,2	88,3	88,8	89,0	89,1	89,5	89,9	90,3	91,0	91,5	91,9	92,2	92,5	92,9
	<i>переходящих</i>	88,0	87,4	87,6	88,2	88,3	88,8	89,0	89,1	89,5	89,9	90,3	91,0	91,5	91,9	92,2	92,5	92,9
	<i>новых</i>	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,9	4,4	4,4	4,3	4,3	4,0	3,9	4,1	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,2	3,1	2,9	2,8
	<i>переходящих</i>	3,9	4,4	4,4	4,3	4,3	4,0	3,9	4,1	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,2	3,1	2,9	2,8
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	161,0	172,8	177,5	180,9	180,1	177,5	177,0	177,9	176,4	179,3	179,0	190,8	191,7	186,6	184,0	183,2	180,8
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	305,3	327,3	337,3	343,6	342,1	337,8	337,9	338,8	336,4	342,4	343,1	365,6	367,8	358,5	354,8	352,7	348,5
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	302,7	327,3	337,3	343,6	342,1	337,8	337,9	338,8	336,4	342,4	343,1	365,6	367,8	358,5	354,8	352,7	348,5
	<i>из новых скважин</i>	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	18958,1	19285,4	19622,7	19966,3	20308,4	20646,2	20984,1	21322,8	21659,2	22001,6	22344,7	22710,3	23078,1	23436,5	23791,4	24144,1	24492,6
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3405,8	3447,1	3488,8	3529,2	3569,2	3606,9	3644,0	3680,9	3716,3	3751,0	3784,1	3816,9	3848,2	3877,3	3904,9	3931,3	3956,1
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,600	0,607	0,615	0,622	0,629	0,635	0,642	0,648	0,655	0,661	0,667	0,672	0,678	0,683	0,688	0,692	0,697
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	86,1	87,1	88,2	89,2	90,2	91,2	92,1	93,0	93,9	94,8	95,6	96,5	97,2	98,0	98,7	99,3	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6
35	Темп отбора от текущих, %	6,4	7,5	8,2	8,6	9,3	9,7	10,6	11,8	12,8	14,4	16,1	18,9	22,3	26,8	34,7	50,5	96,5
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	279,2	299,6	308,5	313,7	312,2	307,8	307,7	308,4	305,9	310,9	311,2	330,8	332,3	323,5	319,9	317,6	313,4
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	18894,7	19194,3	19502,8	19816,5	20128,7	20436,6	20744,2	21052,7	21358,6	21669,5	21980,7	22311,4	22643,7	22967,2	23287,1	23604,7	23918,1
38	Компенсация отбора: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	<i>с начала разработки, %</i>	107,1	106,9	106,8	106,7	106,6	106,5	106,4	106,3	106,2	106,1	106,0	105,9	105,8	105,7	105,7	105,6	105,5

Таблица 8.1.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти всего, тыс.т	12,8	14,0	14,5	14,6	14,4	15,1	16,0	16,0	15,4	15,5	15,7	15,1	14,3	13,9	13,8	13,2	13,5
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	12,8	14,0	14,2	14,6	14,4	15,1	16,0	16,0	15,4	15,5	15,7	15,1	14,3	13,9	13,8	13,2	13,5
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из прочих категорий</i>	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>зарезка бокового горизонтального ствола</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>переводом с других объектов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	184	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч. - добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	346,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	11,8	12,8	14,0	14,2	14,6	14,4	15,1	16,0	16,0	15,4	15,5	15,7	15,1	14,3	13,9	13,8	13,2
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,8	12,9	14,0	14,8	14,6	14,4	15,1	16,0	16,0	15,4	15,5	15,7	15,1	14,3	13,9	13,8	13,2
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	12,8	14,0	14,2	14,6	14,4	15,1	16,0	16,0	15,4	15,5	15,7	15,1	14,3	13,9	13,8	13,2	13,5
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,0	1,1	0,2	-0,2	-0,2	0,6	0,9	0,0	-0,6	0,1	0,2	-0,6	-0,7	-0,4	-0,1	-0,6	0,3
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	8,6	8,6	1,5	-1,7	-1,1	4,3	6,0	0,2	-4,0	0,6	1,5	-4,0	-4,8	-2,8	-1,0	-4,2	2,0
15	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	1	0	0	0	0	1	0	2	0	0	2	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	21	21	21	21	21	21	20	20	18	18	18	16	16	16	16	16
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	21	21	21	21	21	21	20	20	18	18	18	16	16	16	16	16
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,9	20,3	20,8	20,3	20,4	21,1	21,6	22,5	22,2	22,9	24,2	24,3	26,5	26,2	26,9	27,0	30,7
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	19,9	20,3	20,8	20,3	20,4	21,1	21,6	22,5	22,2	22,9	24,2	24,3	26,5	26,2	26,9	27,0	30,7
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	91,1	90,6	90,2	90,1	90,3	90,2	89,9	89,7	90,0	89,2	89,7	90,1	90,3	90,4	90,8	91,2	92,1
	<i>переходящих</i>	91,1	90,6	90,4	90,1	90,3	90,2	89,9	89,7	90,0	89,2	89,7	90,1	90,3	90,4	90,8	91,2	92,1
	<i>новых</i>	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,8	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,2	2,5	2,5	2,4	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4
	<i>переходящих</i>	1,8	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,2	2,5	2,5	2,4	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	145,2	148,1	148,5	147,7	148,4	153,9	158,0	156,0	154,3	142,9	151,7	151,6	147,2	145,2	149,8	149,8	170,4
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	145,2	148,1	147,8	147,7	148,4	153,9	158,0	156,0	154,3	142,9	151,7	151,6	147,2	145,2	149,8	149,8	170,4
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	4234,7	4382,8	4531,3	4679,0	4827,3	4981,2	5139,2	5295,2	5449,5	5592,4	5744,1	5895,7	6043,0	6188,2	6338,0	6487,8	6658,2
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	905,3	919,2	933,7	948,3	962,8	977,8	993,8	1009,8	1025,1	1040,6	1056,3	1071,3	1085,7	1099,6	1113,4	1126,6	1140,1
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,556	0,565	0,574	0,583	0,592	0,601	0,611	0,621	0,630	0,640	0,649	0,658	0,667	0,676	0,684	0,692	0,701
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	79,4	80,6	81,9	83,2	84,5	85,8	87,2	88,6	89,9	91,3	92,7	94,0	95,2	96,5	97,7	98,8	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
35	Темп отбора от текущих, %	5,2	5,9	6,6	7,1	7,5	8,5	9,8	10,9	11,8	13,4	15,8	18,0	20,9	25,7	34,2	49,7	100,9
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>с начала разработки, %</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки, получение информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектирования мероприятий по их усовершенствованию.

В рамках реализуемого проекта для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении С.Балгимбаев предлагается проводить следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин и керн;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды исследований определены на основании «Единых правил...» [4], согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» [26].

На всех разрабатываемых объектах должны проводиться исследования с целью контроля разработки в соответствии обязательными комплексами исследований, учитывающими специфику геолого-физических свойств месторождения и особенности применяемой системы разработки.

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования рекомендуется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация, до и после мероприятия.

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах (приемистости) должна поступать систематически.

Измерение изменения дебитов должно проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем

осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Периодичность замеров обводненности дифференцирована для безводных скважин (<2%), низко и среднеобводненных скважин (2-90%) и высокообводненных скважин (>90%) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, эксплуатируемых при высоких забойных давлениях и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при низких забойных давлениях, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измерение производится ежеквартально. Газовые счетчики должны устанавливаться на ПСН и на «Спутнике», учитывая полное выделение газа для успешного фиксирования счетчиками при движении газожидкостной смеси из скважины до сборного пункта или приемной емкости. Для успешного замера газа так же необходимо обеспечить герметичность процесса сбора продукции.

Определение пластового давления

Для получения представительных данных изменения пластового давления по объектам необходимо выбрать опорную сеть добывающих и нагнетательных скважин. При этом для каждой скважины опорной сети необходимо установить продолжительность закрытия скважины, исходя из истории замеров пластового давления. По наблюдательным и бездействующим скважинам периодичность замера пластового давления должна составлять 1 раз в квартал. По добывающим скважинам, учитывая высокую обводненность продукции, периодичность установлена 1 раз в 6 месяцев. Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым 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 (с помощью эхолотов) и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Контроль пластового давления является одной из важнейших задач контроля разработки месторождения. Согласно требованиям контроля пластового давления, замеры давления по скважинам должны быть представительными, но при этом, по возможности, минимизирующими потерю добычи продукции и отставание закачки. Необходимо проводить одновременный замер пластовой температуры и давления.

Для исследования фильтрационных свойств коллектора и продуктивности залежи по возможности рекомендуется проводить исследования КВД (КВУ) по малообводненным скважинам.

По нагнетательным скважинам целесообразно проводить исследования КПД (КПУ) для определения характера экранирующей границы и установления зоны распределения закачанной воды.

Промыслово-геофизические методы исследования скважин и керна

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Исходя из условий разработки месторождения на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

- определение ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности;
- определение профиля притока и характера поступающего флюида;
- контроль за энергетическим состоянием объектов разработки;
- определение профилей приемистости;
- оценка технического состояния скважин.

Основными задачами геофизических исследований является: изучение геолого-геофизического разреза скважин, выделение реперов и корреляция разрезов, литологическое расчленение разреза, определение границ пластов, последовательности и закономерности залегания однотипных пластов и прослеживание по площади, выделение в разрезе пластов-коллекторов, разделение коллекторов по характеру насыщенности (вода,

продукт).

С целью получения наиболее полной информации о разрезе скважин, бурящихся на месторождении С.Балгимбаев, рекомендуется провести в открытом стволе комплекс промыслово-геофизических исследований, приведенный в таблице 9.1.1.

После спуска эксплуатационной колонны, для оценки качества и наличия цемента за колонной, проводить акустическую цементометрию.

ГИС по контролю в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Таблица 9.1.1 - Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований

№ п/п	Методы
1	ГК
2	КВ
3	ПС
4	Много зондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ)
5	Компенсированный нейтронный каротаж
6	Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп)
7	Акустический каротаж (АК)
8	Гамма-спектрометрия
9	Инклинометрия

На керне из новых скважин провести стандартные исследования и качественные специальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти, относительной фазовой проницаемости, капиллярного давления и т.д., характеризующих физико-гидродинамические свойства пластов.

Контроль за текущим положением ВНК

Для сравнения текущего положения контактов с существовавшим в момент начала разработки проводят контроль перемещения ВНК. Положение ВНК определяют методами КС, БК и ИК по снижению УЭС в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В обсаженных скважинах положение контактов контролируется с помощью стационарных и импульсных нейтронных методов.

Следует продолжить работы по определению начального и текущего положения водонефтяных контактов по продуктивным горизонтам с применением соответствующих исследований в пробуренных скважинах.

Исследования профиля притока

Проводятся разовые исследования по всем новым добывающим скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону, и по добывающим скважинам - по мере необходимости.

Эти исследования могут проводиться как в сочетании с исследованиями МУО и КВД, так и самостоятельно.

По месторождению рекомендуется провести данный вид исследования по скважинам №№38,39,88,99,105,111,120,136,147,211,213.

Исследования профиля приемистости

Исследования проводятся разовые по всем новым нагнетательным скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с изменением состояния призабойной зоны, и систематические – по действующим нагнетательным скважинам не реже одного раза в полугодие.

По месторождению рекомендуется проведение PLT по скважинам №№97,111, работающих совместно на I и II объектах.

Контроль технического состояния эксплуатационной колонны и цементного камня в затрубном пространстве

В каждой законченной строительством и вступающей в эксплуатацию скважине, необходимо выполнить исследования по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементажа. Выполняются следующие виды исследования по всему стволу: ГК, ВТ, АКЦ. В случае подозрения на негерметичность колонны комплекс специальных исследований определяется поставленной задачей.

Для контроля технического состояния скважины и состояния колонн, проводят определение таких характеристик, как: глубина спуска колонны, повреждение обсадной колонны (деформация, разрушение, провал и поглощение), изменение диаметра скважины, коррозия НКТ и обсадной колонны, качество перфорации и тампонажа, изоляции. Периодичность проведения ГИС-контроля: 1 раз до ввода новых скважин в эксплуатацию, 1 раз до перевода нефтедобывающих скважин под нагнетание, а также до и после применения мероприятий по ликвидации прорыва.

В лабораторных условиях должны определяться следующие показатели:

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным дифференциального и контактного разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объёмный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и др.);
- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный, углеводородный и компонентный составы), наличие соли и мехпримесей в нефти;
- полный химико-физический анализ пластовой воды согласно РД.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока. Выбор скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с предприятием, выполняющим авторский надзор за разработкой.

Исследования глубинных проб нефти выполняются в соответствии с требованиями ОСТа 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». Принятые в проектном документе параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

Для уточнения физико-химических свойств и термобарических условий продуктивных горизонтов, в дальнейшем рекомендуется проводить анализ глубинных проб нефти и замеры пластовых давлений с соблюдением необходимой продолжительности остановки скважины.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время разработки изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают в себя отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенные газы;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также

концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой представлен в таблице 9.1.2.

Таблица 9.1.2 - Комплекс исследований для контроля процесса 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: Ежедневно	Еженедельно
2	Определение обводненности продукции по действующим скважинам:	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования Ежедневно	
3	Определение пластового давления и температуры по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 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	$R_{зб} > R_{нас}$	1 раз в год
		$R_{пл} > R_{нас}$ и $R_{зб} < R_{нас}$	Ежеквартально
		$R_{пл} \leq R_{нас}$	Ежемесячно

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к «Проекту разработки месторождения С.Балгимбаев» выполнена Управлением экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02354Р от 15 декабря 2021 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400 от 02.01.2021 г;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК №280 от 30.07.2021г «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Нефтяное месторождение С.Балгимбаев расположено в приморской зоне междуречья Урал-Волга.

По административному делению С.Балгимбаев относится к Исатайскому району, Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются районный центр пос. Аккистау, Новобогатинск, Жанбай, расположенные соответственно к северу и северо-востоку на расстояниях 22, 41 и 30 км.

Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 76 км. к востоку от месторождения.

Связь с областным центром и ближайшими населенными пунктами осуществляется по железной дороге Атырау–Астрахань и асфальтированной дороге.

Месторождение С.Балгимбаев находится в благоприятных экономических условиях. Оно расположено на западе Прикаспийской нефтеносной провинции в прибрежной зоне Северного Каспия вблизи таких месторождений как Камышитовый Юго-Восточный, Камышитовый Юго-Западный, Жанаталап, Гран, и др.

Технической водой месторождение С. Балгимбаев снабжается из речки Баксай и выявленных водоносных горизонтов, обладающих достаточным гидропотенциалом. По качеству вода пригодна для технических нужд. Снабжение питьевой водой будет осуществляться из реки Урал по трубопроводу.

В геоморфологическом отношении рассматриваемая площадь представляет собой равнину с абсолютными отметками минус 20 м. на севере и минус 30 м. на юге.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и малоснежной, холодной зимой. Растительный покров беден, характерный для зоны полупустынь.

Уровень грунтовых вод находится на глубине 1,5 – 2,0 м, воды слабоминерализованные, приуроченные, в основном, к песчаным барханистым участкам.

Рек на площади не имеется. К северо-востоку от месторождения протекает речка Баксай, являющаяся одним из рукавов реки Урал. Проточная вода в ней бывает только в период половодья, а летом вода в нее закачивается из реки Урал водонасосной станцией.

Линия берега моря расположена к югу от месторождения на расстоянии 12 – 15 км.

10.2 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 на месторождении С.Балгимбаев 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 10.2.1.

Таблица 10.2.1 - Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2025г

№ точки мониторинга	Число замеров	Фактические значения ингредиентов мг/м ³						
		Диоксид азота	Оксид азота	Диоксид серы	сероводород	Оксид углерода	Углеводороды	Пыль
	ПДК м.р	0,2	0,4	0,5	0,008	5,0	50,0	0,3
I квартал 2025 год								
Ж-9-01	1.	0,002	0,016	<0,025	<0,004	0,922	0,439	<0,05
Ж-9-02	2.	0,002	0,015	<0,025	<0,004	0,907	0,321	<0,05
II квартал 2025 год								
Ж-9-01	1.	0,002	0,036	<0,025	<0,004	1,79	0,611	<0,05
Ж-9-02	2.	0,002	0,047	<0,025	<0,004	1,50	0,538	<0,05
III квартал 2025 год								
Ж-9-01	1.	0,007	0,044	<0,025	<0,004	2,18	0,575	<0,05
Ж-9-02	2.	0,006	0,048	<0,025	<0,004	1,95	0,616	<0,05
IV квартал 2025 год								
Ж-9-01	1.	0,004	0,036	<0,025	<0,004	1,79	0,611	<0,05
Ж-9-02	2.	0,006	0,047	<0,025	<0,004	1,50	0,538	<0,05

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения С. Балгимбаев показал, что за 2025г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и 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.

10.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Ранее компанией АО «Эмбаунайгаз» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для АО «Эмбаунайгаз», далее согласно выданному заключению Департаментом комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Атырауской области по вышеназванному проектному документу для АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м.

10.4 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые.

Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в ссорах 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 незарегулированная 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.

Паводки на р. Урал отличаются силой, в связи, с чем резко меняется уровень и расход воды в реке.

С наступлением отрицательных температур воздуха и охлаждением воды до нуля градусов в водотоках устьевой области р. Урал появляются ледовые образования. Вскрытие реки ото льда в низовьях Урала происходит во второй половине марта. В отдельные годы таяние льда может наблюдаться как в первых числах марта, так и в первой пятидневки апреля.

Ресурсы поверхностных вод в рассматриваемом районе представлены стоком реки Сагиз, поступающим из Актыбинской области, а также местным стоком временных водотоков, в том числе р. Соколов.

Река Сагиз - длина 511 км, площадь водосбора 19,4 кв.км, берет начало от источников Подуральского плато, теряется в солончаках Прикаспийской низменности, не доходя 60-7- км до Каспийского моря. В верхнем течении берега преимущественно высокие, крутые, в низовьях долина выработана слабо, русло извилистое. Питание в основном снеговое, частично грунтовое. Половодье в конце марта - апреле. Среднегодовой расход воды у ст. Сагыз - 1,59 м/с.

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.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановлением Правительства РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» [6].

АО «Эмбаунайгаз» пользуется услугами субподрядной организации, который занимается строительством скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» а также выполняет операции по водоснабжению и водоотведению. Водоснабжение при строительстве скважин для хозяйственно - питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организации. (Договор с специализированным организациям определяется путем тендера).

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

10.5 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин осуществляется *безамбарным методом*. Все производственные и твердые бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;
- Отработанные аккумуляторы.

10.6 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, 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;

- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;

- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются [3];

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;

- принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;

- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 [7]. 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 С.Балгимбаев, находящееся на четвертый стадии разработки, вошло в промышленную разработку в 1968г.

В 2014 г. по месторождению был утвержден отчет по пересчету запасов нефти и газа (Протокол ГКЗ РК №1476-14-У от 31.10.2014г) и в 2022 г. был утвержден отчет пересчет извлекаемых запасов нефти и газа. Утвержденные запасы УВ следующие:

Таблица 11.1.1 – Запасы нефти и газа

Категория	Нефть, тыс. т.		Растворенный газ, млн. м ³		Свободный газ, млн. м ³
	геол.	извл.	геол.	извл.	геол.
A	29583	16988	651	374	
C ₁	2192	1452	53	36	9
C ₂	537	281	12	0,3	

Месторождение считается достаточно хорошо изученным, поэтому рекомендации, следующие:

- дальнейшего контроля за изменением флюидальной системы месторождения необходимо продолжить отбор и исследование пластовых флюидов;

- в дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды и негерметичности обсадных труб и НКТ;

- продолжить стандартные исследования на керне (пористость, проницаемость, плотность минералогическая и объемная, гранулометрический состав, включая карбонатность) для подтверждения и уточнения полученных параметров. Кроме того, необходимо выполнить XRD и определить параметр пористости и параметр насыщения для юрских отложений;

- предусмотреть возможность проведения опробования и перевода ранее пробуренных скважин (по мере их выработки с других объектов) на III неокомский горизонт на Южном крыле Южного поля №№129а (инт.662-678), 211 (инт.667-680) и Северо-Восточного поле в скважине №209 (инт.675-692).

12. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

На момент составления настоящего «Проекта разработки...», месторождение Балгимбаев разрабатывается согласно Дополнению №6 к Контракту на недропользование №211 от 13.08.1998 г. на проведение разведки и добычи углеводородов на месторождениях в Атырауской области РК, заключенного 7 ноября 2016г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

В контракт №211 от 13.08.1998 года входят 22 месторождения. Вследствие этого, расчет проектных сумм финансирования работ по ликвидации последствий добычи выполнен без учёта накопленных отчислений, находящихся на депозитном счете.

Согласно контрактным условиям сформирован общий ликвидационный фонд, накопленные ликвидационные отчисления в фонде составляют 87 796 229,54 долл. или 47 409 963 954,6 тенге по курсу 540 долл/тенге. Министерство энергетики РК письмом за №-12/27112,1 от 08.02.2022г. сообщило, в соответствии с предоставленной информацией АО «Эмбаунайгаз» касательно имеющихся накопленных средств на сформированном ликвидационном фонде сообщило, об отсутствии необходимости предоставления гарантии по исполнению обязательств по ликвидации последствий недропользования по Контракту №211 от 13 августа 1998г.

Согласно, пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Согласно рекомендуемому варианту разработки, на конец контрактного периода эксплуатационный фонд составит 87 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

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину рассчитывается согласно нормативной продолжительности работ в зависимости от глубины скважины и стоимости 1 бр/часа (47430 тенге). Общая стоимость затрат на ликвидацию 87 скважин составила **906 339 870** тенге (таблица 12.1)

Таблица 12.1 Ликвидация скважин на конец контрактного периода по рекомендуемому варианту

Наименование	Бр/часы	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
от 500 м. до 700 м.	180	68	8 537 400	580 543 200
от 700 м. до 1000 м.	191	19	9 059 130	172 123 470
Всего		87		752 666 670

В таблице 12.2 приведен список демонтируемых объектов и оборудования.

Таблица 12.2 – Объекты и оборудования подлежащие ликвидации (рекомендуемый вариант)

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Шламонакопитель-5000м3			19 602 857
Итого по разделу 1			19 602 857
Конструкции железобетонные (Ж/б саркофаг, монолит. оболочка для резерв №1,2,3 АЗС)	м3	156	11 674 416
Покрытия и основания щебеночные. Рабочая площадка скважины №235, Площадка технологическая МТС	м3	133,65	146 213
Покрытия и основания цементно-бетонные. Рабочая площадка скважины №235, Площадка технологическая МТС	м3	89,1	375 022
Погрузка мусора, перевозка			518 073
Итого по разделу 2			12 713 724
ВРП	шт	7	2 298 359
Газосепаратор	шт	1	214 382
НГС 2-16,5-2000	шт	1	417 515
ГЗУ	шт	15	8 917 620
Емкость V=10м³, Шламосборник -10 м³, Резервуар РГС-10м³ (АЗС)	шт	5	1 298 160
РВС 200м3	шт	1	1 813 810
Емкость 25 м3	шт	9	2 955 033

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Емкость 40м3	шт	3	1 252 545
Емкость 50м³,Резервуар РГС-50м³	шт	12	5 010 180
Емкость 60м3	шт	1	417 515
Емкость РГС-75м³	шт	1	510 162
Емкость 12,5 м3	шт	5	1 298 160
Емкость 8 м3	шт	4	857 528
РГС 100м³,Емкость сталь Ст3 100м³ (С.Б ВОС),Емкость дренажный 100м³	шт	5	3 322 920
Емкость 16 м3	шт	5	1 298 160
НГС 2-16,5, НГС 6-1400	шт	2	656 674
Отстойник ОПФ-3000	шт	3	2 795 028
РВС 2000 м3	шт	3	26 107 200
РВС 5000 м3	шт	6	93 561 845
РВС 300м3	шт	2	4 752 752
РВС 700м3	шт	3	14 900 176
РВС 400м3	шт	2	5 248 716
Резервуар РГС-5м³ (А3С)	шт	3	778 896
Трехфазный сепаратор ТФС-С1/1 200 м3	шт	7	2 922 605
Пункт сбора нефти №1 м/р С.Б	шт	1	510 162
Пункт уч.расхода газа(ПУРГ)	шт	1	510 162
Пассивное оборудование ЛВС	шт	3	985 011
Станок-качалка	шт	90	35 861 580
Установка подготовки газа УПГ	т констр	13	6 860 997
Газоанализатор индивид.-переносной	шт	2	5 258
Площадка приустьевая и под рем.агр.фунд.СК скважинам,устьевого оборудования.	т констр	40	7 113 640
Емкость-3м3	шт	2	428 764
Погрузка, разгрузка, перевозка			11 204 137
Итого по разделу 3			247 085 652
Подстанция блочная напряжением 110 кВ с одним трансформатором мощностью до 16000 КВ•А по схеме блок линия-трансформатор с выключателем на стороне 110 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 16000 КВ•А	шт	1	1964612
Подстанции комплектной трансформаторной, напряжение до 10 кВ, с трансформатором, мощность свыше 400 кВ•А до 1000 кВ•А	шт	1	154769
Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВХА	шт	90	10089360
Трансформатор силовой	шт	23	2251355
Трансформатор трехфазный 35 кВ	шт	2	1930456
КРУН 6-10 кВ, на ток до 3200 А	шт	1	208134
Станция котодная УКЗВ	шт	3	1370136
Кабельная эстакада	м	2260,88	1372354
Кабель	м	7245,00	2955960
Грунты 1 группы в траншеях, разработка	м3 грунта	2816,00	1667072
Грунты 1 группы в траншеях, засыпка	м3 грунта	2816,00	256256
Погрузка, разгрузка, перевозка			44692
Опоры железобетонные ВЛ 35 кВ	шт	103	7424652
Провода ВЛ 35 кВ	км	20,533	13245982

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Провода ВЛ 6 кВ	шт	708	11073828
Провода ВЛ 0,4 кВ	шт	773	8363860
Опоры ВЛ 0,38-10 кВ	шт	1 481	16083660
Кабельные линии	м	35312	14407296
Кабельная линий сетей связи	км	10,767	1428738
Грунты 1 группы в траншеях, разработка	м3 грунта	36739,2	21749606
Грунты 1 группы в траншеях, засыпка	м3 грунта	36739,2	3343267
Погрузка, разгрузка, перевозка			7501519
Опоры освещения стальные	шт	9	117099
Мачта для видеокамер	шт	6	78066
Погрузка, разгрузка, перевозка			80190
Итого по разделу 4			129 162 919
Демонтаж /КНС/	т блок-боксов	8	490688
Демонтаж /КОС,БЛОС-100 Модул КОС/	т блок-боксов	6	368016
Трубопроводы канализации диаметром до 150 мм	м	787,7	5880181
Трубопроводы водоснабжения и пожаротушения	м	9 226	48704054
Трубопроводы теплоснабжения диаметром до 100 мм	м	884	1832532
Трубопроводы газоснабжения диаметром до 100 мм	м	329	682017
Грунты 1 группы в траншеях, разработка	м3 грунта	12573,904	7443751
Грунты 1 группы в траншеях, засыпка	м3 грунта	12573,904	1144225
Колодцы канализационные круглые сборные железобетонные	м3 констр	2,4	116067
Колодцы круглые из сборного железобетон	м3 констр	6,6	373058
Гидранты пожарные	шт	4	19084
Ствол лафетный	шт	4	97944
Фонтан со скульптурными фигурами	шт	1	110406
Цветочная клумба	шт	1	368001
Погрузка, разгрузка, перевозка			49896
Итого по разделу 5			67 679 920
Водовод из СВТ труб Д.159	км	5,755	12 962 122
Водоводы Ду159/114мм	км	11,063	32 683 532
Водовод из п/э труб Д.100	км	3,71	5 934 518
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм	км	19,833	72 564 642
Выкидные линии из ст.труб Ду до 114мм	км	80,967	363 763 517
Нагнетательные линии из ст.труб Ду89,114мм	км	17,124	76 933 645
Нефтесборный коллектор из ст.труб Д.200	км	9,336	56 012 546
Нефтесборный коллектор, нефтепровод, технолгич. трубопровод из ст.труб до Д.159	км	1,67	9 193 253
Газопровод Аккистау -УПН м-е С.Б	км	18,394	33 324 504
Газопровод высокого давления Сев.Жан-Балгимбаев	км	14,797	26 807 801
Газопровод	км	21,205	38 417 208
Газопровод ДУ63	км	0,222	166 993
Трубопровод ПВХ труба.УПГ	км	1	1 811 704
Внутрип-ный трубоп-д ф219x8мм от ТФС до РВС 2000м3	км	0,39	2 339 857
Внутрип-ный технол-ские сети ф426x12	км	0,4745	3 485 131
Внутрип-ный технол-ские сети пресной воды ф89x4	км	0,0905	406 593
Итого по разделу 6			736 807 566
Ограды металлические из колючей проволоки	м	2 430	10210860
Ограды металлические из сетки	м	8128,1	61489077

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Навесы металлические	шт	7	885577
Беседка	шт	17	2150687
Переходный мостик РВС 5000м3-2шт,Переходн.лестница общ.С.Б	т констр	4	625768
Площадка приустьевая и под рем.агр.фунд.СК скв.233	т констр	1	156442
Сцена	т констр	20	3128840
Погрузка, разгрузка, перевозка			719542
Итого по разделу 7			79 366 793
Здания блочно-модульные	т блок-боксов	1141,856	70036880
Здание не отапливаемые	м3 с/о	48489,879	145469637
Уборная на 2 очко	м2 площади	76	1974596
Здания отапливаемые	м3 с/о	14651,31	357653128
Система водопровода		14651,31	11559884
Система канализации		14651,31	63674594
Погрузка, разгрузка, перевозка			23131087
Итого по разделу 8			673 499 806
Итого сметная стоимость			1 965 919 237

Стоимость ликвидации промышленных объектов и оборудования составляет **1 965 919 237** тенге. Сметный расчет демонтажа промышленных объектов и оборудования приведена в таблице П.12.1.

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Затраты на рекультивацию земель рассчитываем, исходя из общего объема нефтезагрязненных земель, который равен 620,7 м3 массой 850,359 т, и удельной стоимости работ, которая согласно «Проекта рекультивации нефтезагрязненных земель на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» составляет 13 195 тнг/т.

Общая стоимость рекультивации биологическим методом составила **11 220 487** тенге. Ниже приведена таблица с указанием объемов и массы рекультивации.

Таблица 12.3 – Масса рекультивируемой земли

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м3/ед	Масса рекультивируемой земли, тонн
Газосепаратор	шт	1	7,5	10,275
НГС 2-16,5-2000	шт	1	7,5	10,275
ГЗУ	шт	15	7,5	154,125
Емкость V=10м³,Шламосборник -10 м³,Резервуар РГС-10м³ (АЗС)	шт	5	2,7	18,495
РВС 200м³	шт	1	7,5	10,275
Емкость 25 м³	шт	9	2,7	33,291
Емкость 40м³	шт	3	2,7	11,097
Емкость 50м³,Резервуар РГС-50м³	шт	12	7,5	123,3

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м3/ед	Масса рекультивируемой земли, тонн
Емкость 60м3	шт	1	7,5	10,275
Емкость РГС-75м³	шт	1	2,7	3,699
Емкость 12,5 м3	шт	5	2,7	18,495
Емкость 8 м3	шт	4	2,7	14,796
РГС 100м³, Емкость сталь Ст3 100м³ (С.Б ВОС), Емкость дренажный 100м³	шт	5	7,5	51,375
Емкость 16 м3	шт	5	2,7	18,495
НГС 2-16,5, НГС 6-1400	шт	2	2,7	7,398
Отстойник ОПФ-3000	шт	3	10,8	44,388
РВС 2000 м3	шт	3	10,8	44,388
РВС 5000 м3	шт	6	10,8	88,776
РВС 300м3	шт	2	7,5	20,55
РВС 700м3	шт	3	7,5	30,825
РВС 400м3	шт	2	7,5	20,55
Резервуар РГС-5м³ (А3С)	шт	3	2,7	11,097
Трехфазный сепаратор ТФС-С1/1 200 м3	шт	7	7,5	71,925
Пункт сбора нефти №1 м/р С.Б	шт	1	10,8	14,796
Емкость-3м3	шт	2	2,7	7,398
Итого				850,359

Ниже приведен сводный экономический расчет по стоимости ликвидации месторождения (Таблица 12.4)

Таблица 12.4 - Сводный экономический расчет по полной ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма без инфляции	Сумма с инфляцией
Ликвидация скважин	тенге	752 666 670	752 666 670
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тенге	1 965 919 237	1 965 919 237
Рекультивация земли	тенге	11 220 487	11 220 487
Плата за выбросы	тенге	27 298 064	27 298 064
Итого:	тенге	2 757 104 458	2 757 104 458
Итого с инфляцией	тенге		4 853 649 349
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. тонн	1 901,239	1 901,239
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонна	1 450,16	2 552,89

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 планируемыми объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего анализа разработки расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемыми объемам добычи нефти проведен начиная с 2026г.

Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд в данной работе определяется в зависимости от накопленной добычи нефти за период 2026-2045 гг.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению

Годы	Добыча нефти	Ежегодные отчисления в ЛФ	Ежегодные отчисления в ЛФ с учетом инфляции
	тыс.т	тыс.тг	тыс.тг
2026	139,239	201 918,832	355461,036
2027	135,350	196 280,112	345534,546
2028	135,130	195 959,907	344970,852
2029	131,968	191 374,895	336899,327
2030	128,332	186 102,572	327617,847
2031	120,190	174 294,338	306830,449
2032	114,687	166 314,561	292782,726
2033	109,518	158 818,295	279586,184
2034	102,847	149 145,241	262557,590
2035	96,025	139 251,282	245140,112
2036	90,405	131 101,907	230793,825
2037	84,601	122 685,630	215977,681
2038	79,150	114 780,386	202061,168
2039	74,606	108 190,612	190460,427
2040	69,897	101 361,651	178438,619
2041	65,946	95 632,310	168352,597
2042	62,061	89 998,347	158434,482
2043	57,675	83 638,158	147237,907
2044	53,777	77 984,822	137285,687
2045	49,836	72 270,600	127226,283
Итого	1901,239	2 757 104,458	4 853 649,349

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература

1. Правительство РК Экологический Кодекс РК № 400-VI ЗРК от 02.01.2021 г;
2. Правительство РК Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г.
3. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.07.2013г);
4. Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года №239
5. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемностям, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №104 от 18.01.2012г;
6. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №201 от 03.02.2012г;
7. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №202 от 03.02.2012г;
8. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №93 от 12.01.2012г;
9. Правительство РК «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №14 от 16.01.2009г;
10. Правительство РК «Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Председателя КГЭН МЭМР № 11-П от 17.07.2008г;

11. Правительство СССР «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», утвержденные приказом МНП №32 от 10.01.1986г по согласованию с Госстроем СССР и ГКНТ СССР (письмо №45-1107 от 16.12.85);
12. Правительство РК СНиП РК 2.02-15-2003 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», утвержденные Приказом Комитета по делам строительства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, 2003г;
13. Правительство СССР СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение», утвержденные приказом Государственного комитета СССР по делам строительства №100 от 27.06.1979г;
14. Правительство РК «Рекомендации по обеспечению радиационной безопасности при работе с нефтью, конденсатами и пластовыми водами нефтеносных горизонтов», утвержденные приказом №5-7/1024 от 21.10.91г Госкомитета Каз. ССР по экологии и биоресурсам, выданные Госкомитетом РК по экологии и природопользованию при разработке нефтяных месторождений;
15. Правительство РК «Нормы радиационной безопасности», утвержденные Постановлением Главного государственного санитарного врача Республики Казахстан №10 от 09.12.1999г;
16. Правительство СССР «Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений», утвержденные приказом Главного Государственного врача СССР №4422-87 от 26.08.1987г;
17. Правительство РК СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», Астана, 2007г;
18. Правительство РК «Требования промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений» от 29.12.2008г № 219;
19. Правительство РК «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли» от 21.12.2010г № 442;
20. Правительство РК СН РК 4.01-02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений», Астана, 2011г;
21. Правительство РК «Инструкция по отбору поверхностных и сточных вод на химический анализ», Алматы, 1994г;

22. Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.03.2012г);
23. МНП СССР «Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов эксплуатационных скважинах», утвержденный 1-м Зам. министра МНП СССР от 05.10.1984г, ВНИИОЭНГ, г. Москва, 1985г;
24. Межгосударственный комитет Межгосударственный стандарт ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия»
Введен в действие постановлением Госстроя РФ №18-31 от 10.04.1998г, г. Москва, 1998г;
25. Правительство РК Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», утвержденная Министерством Энергетики РК 24.08.2018г приказом №329, г.Астана, 2018г;
26. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355
27. ВНИИ РД 39-100-91 «Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений», Москва, 1991г;
28. ВНИИ РД 39-4-699-82 «Руководство по применению комплекса геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений», Москва, ВНИИ, 1982г;
29. Быков Н.Е., Максимов М.И. и др. «Справочник по нефтепромысловой геологии», Москва, «Недра», 1981г;
30. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. «Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений», «Недра», М., 1975г;
31. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа - М.: Изд-во "Нефть и газ", РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008.- 296с., ил.

б) Фондовая литература:

32. Думчев П.А., Жегулин Н.П., Ревенко К.Т. и др., и др. «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Мартыши Махамбетовского района Гурьевской области Казахской ССР по состоянию на 01.01.1966 года». ЦНИЛ Объединения «Казахстаннефть». Гурьев, 1966.
33. Амиртаев М. и др. Уточненный проект разработки месторождения Мартыши». ЦНИЛ ПО «Эмбанефть». Гурьев, 1987г.
34. Бабашева М.Н, Коштаева Ш. и др. «Пересчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению С.Балгимбаев по состоянию на 01.12.2005 г. АО «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2006г.
35. Касенов А. К., Мусангалиева А. Ж., «Проект разработки месторождения С.Балгимбаев», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» г.Актау, 2008г.
36. Нугиев М.А, Нурсеитова М.А.и др. «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения С.Балгимбаев», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» г.Актау, 2011г.
37. АйткалиеваН.Б., Сарсемалиева Б.Д. м др. «Проект доразведки месторождения С.Балгимбаев» ТОО «ОйлГеоКонсалтинг» г.Алматы, 2013г.
38. АйткалиеваН.Б., Дюсебаева Г.М.и др. Анализ разработки северного крыла м С.Балгимбаев(по состоянию на 01.01.2013г) ТОО «ОйлГеоКонсалтинг» г.Алматы, 2013г.
39. К.Д. Ерубасова., К.К.Накесова и Тлемисова З.К. «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов УВ месторождения С. Балгимбаев Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2014г.» ТОО «КазНИГРИ», 2014г.
40. Каирбеков С.Б. Утесинова Х.Р. Дюсемалиева А.Б. «Уточнённый проект разработки месторождения С.Балгимбаев» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2015г.
41. Мухтанов Б.М. Турсынғалиев А.Б. Сабыров А.С. «Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения С.Балгимбаев» ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», 2017г.
42. Мухтанов Б.М. Жубанова Н.Б. Макрушин Ю.Ю. «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев» Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2019г.
43. Мухтанов Б.М. Жубанова Н.Б. Макрушин Ю.Ю. «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев» Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2020г.
44. Мухтанов Б.М. Жубанова Н.Б. Багитов Е.С. «Анализ разработки месторождения С.Балгимбаев» Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021г.
45. Мухтанов Б.М. Жубанова Н.Б. Багитов Е.С. «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа в нефти по состоянию изученности на 02.01.2022г.» Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2020г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблицы 2.3.1. – Состав и свойства нефти в пластовых условиях.

№ п.п	№№ скв.	Крыло	Поле	Дата отбора дд.мм.гггг	и.п. Крылья м	и.п. Подошва м	Вид проб	Горизонт	Температура исследования С°	Давление исследования проб	Давление насыщения при температуре пласта	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Коэффициент сжимаемости 10 ⁴ ^- 4*1/МПа	Усадка нефти %	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Относительная плотность газа по воздуху	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа*с
1	81	Юж. крыло	Юж. поле	07.08.2014	424	430	ркб.	Апт	23.0	2.2	0.5	4.1	4.6	1.018	0.982	14.9	1.8	0.878	0.891	0.689	51.2
2	3	Юж. крыло	Юж. поле	09.05.1963	660	671	глуб	Апт-неок	31.0	7.4	4.3	17.9	20.1	1.057	0.946		5.4	0.795	0.888	1.160	23.0
3	22	Юж. крыло	Юж. поле	23.12.1963	675	678	глуб	Апт-неок	29.0	7.7	3.4	14.0	15.7	1.040	0.962	8.9	3.9	0.866	0.892	0.810	33.6
4	237	Юж. крыло	Юж. поле	28.09.2016	662	665	ркб.	Апт-неок	31.0	6.8	4.6	19.7	22.2	1.076	0.929	23.5	7.1	0.840	0.888	0.831	25.9
5	232	Юж. крыло	Юж. поле	02.06.2016	663	666	ркб.	Апт-неок	32.0	7.6	4.8	20.5	22.9	1.075	0.930	29.6	7.0	0.848	0.896	0.599	32.3
6	20	Юж. крыло	Юж. поле	28.08.2016	665	668	ркб.	Апт-неок	32.0	7.5	4.7	19.5	21.9	1.094	0.914	12.5	8.6	0.829	0.892	0.628	30.7
7	247	Юж. крыло	Юж. поле	20.06.2022	733	1313	глуб	Апт-неок	31.0	8.5	2.6	10.7	12.0	1.022	0.978	16.9	2.2	0.882	0.886	0.777	33.2
8	237	Юж. крыло	Юж. поле	04.05.2022	662	665	ркб.	Апт-неок	30.0	7.0	3.4	18.7	21.1	1.038	0.963	18.9	3.7	0.872	0.889	0.749	30.6
Среднее значение:									30.9	7.5	4.0	17.3	19.4	1.057	0.946	18.4	5.4	0.847	0.890	0.793	29.9
9	25	Юж. крыло	Юж. поле	06.03.1965	608	610	глуб	I неок	30.0	6.3	4.6	21.9	24.8	1.064	0.940		6.1	0.848	0.884	0.880	17.2
10	7*	Юж. крыло	Юж. поле	29.05.1965	649	653	глуб	I неок	31.0	6.8	3.0	11.4	12.1	1.035	0.966		3.4	0.868	0.890	0.860	35.8
11	242	Юж. крыло	Юж. поле	19.12.2019	714	1114	глуб	I неок	29.9	7.5	5.1	25.1	28.4	1.050	0.952	13.1	4.8	0.862	0.885	0.710	22.8
Среднее значение:									30.0	6.9	4.9	23.5	26.6	1.057	0.946	13.1	5.4	0.855	0.885	0.795	20.0
12	1	Юж. крыло	Юж. поле	10.06.1963	641	648	глуб	II неок	32.0	7.6	6.3	27.9	31.5	1.048	0.954		4.5	0.877	0.887	1.140	13.9
13	11	Юж. крыло	Юж. поле	10.05.1963	654	660	глуб	II неок	31.0	7.6	4.7	20.3	23.0	1.040	0.962		3.9	0.860	0.883	1.150	19.9
14	25	Юж. крыло	Юж. поле	10.01.1965	630	641	глуб	II неок	32.0	7.1	5.3	24.7	28.0	1.051	0.951		4.9	0.850	0.873	0.890	14.4
15	28	Юж. крыло	Юж. поле	10.01.1965	659	663	глуб	II неок	31.0	7.6	4.7	20.3	22.9	1.057	0.946		5.4	0.851	0.885	0.810	21.7
16	30	Юж. крыло	Юж. поле	10.01.1965	668	671	глуб	II неок	31.0	7.5	5.3	22.0	25.0	1.058	0.945		5.5	0.858	0.885	0.800	19.6
17	5	Юж. крыло	Юж. поле	29.04.1965	671	674	глуб	II неок	34.0	7.9	3.7	16.1	18.2	1.029	0.972		2.8	0.870	0.885	0.760	31.2
18	72	Юж. крыло	Юж. поле	06.11.2025	647	659	ркб.	II неок	30.3	6.5	4.4	19.3	21.6	1.038	0.963	18.3	3.7	0.878	0.896	0.682	27.1
Среднее значение:									31.6	7.4	4.9	21.5	24.3	1.046	0.956	18.3	4.4	0.863	0.885	0.890	21.1
19	11	Юж. крыло	Юж. поле	08.10.1963	612	631	глуб	Апт-неок+I неок	30.0	6.5	4.5	24.6	27.6	1.047	0.955	13.7	4.4	0.871	0.890	1.040	15.4
20	7	Юж. крыло	Юж. поле	21.07.1965	635	653	глуб	Апт-неок+I неок	32.0	7.3	4.3	18.4	20.8	1.054	0.949		5.1	0.855	0.885	0.880	24.1
21	32	Юж. крыло	Юж. поле	19.08.1965	662	684	глуб	Апт-неок+I неок	31.0	7.6	3.7	15.6	17.6	1.016	0.984		1.6	0.885	0.888	0.800	29.4
22	93	Юж. крыло	Юж. поле	26.09.2023	606	624	ркб.	Апт-неок+I неок	31.3	5.7	4.3	19.9	22.0	1.040		13.1	3.9	0.883	0.903	0.669	49.4
Среднее значение:									31.0	7.1	4.2	19.5	22.0	1.039	0.962	13.7	3.7	0.900	0.888	0.907	23.0
23	245	Юж. крыло	Юж. поле	25.11.2020	751	1282	ркб.	Промежуточный	33.0	7.4	4.6	17.4	19.8	1.045	0.957	16.7	4.3	0.855	0.882	0.675	24.5
24	17	Юж. крыло	С-В. поле	22.04.1965	633	636	глуб	Апт-неок	32.0	7.1	5.6	22.5	25.4	1.054	0.949		5.2	0.876	0.887	0.840	20.5
25	10	Юж. крыло	С-В. поле	31.07.1965	652	655	глуб	Апт-неок	31.0	7.5	4.2	23.1	25.9	1.044	0.958		3.6	0.793	0.891	0.750	35.4
Среднее значение:									31.5	7.3	4.9	22.8	25.7	1.049	0.953		4.4	0.835	0.889	0.795	28.0
26	17	Юж. крыло	С-В. поле	20.03.1965	645	648	глуб	I неок	31.0	6.6	4.4	16.3	18.4	1.048	0.954		4.6	0.858	0.888	0.780	29.0
27	27	Юж. крыло	С-В. поле	-	649	653	глуб	I неок	30.0	6.7	2.8	19.5	22.0	1.064	0.940		6.0	0.852	0.890	0.880	24.9
28	10	Юж. крыло	С-В. поле	15.05.1965	664	666	глуб	I неок	31.0	7.2	3.6	13.6	15.6	1.036	0.965		3.3	0.863	0.890	0.770	35.2
Среднее значение:									30.7	6.8	3.6	16.5	18.7	1.049	0.953		4.6	0.858	0.889	0.810	29.7
29	17	Юж. крыло	С-В. поле	10.01.1965	665	668	глуб	II неок	34.0	7.5	4.9	19.1	21.5	1.053	0.950		5.1	0.861	0.890	0.920	23.4
30	209*	Юж. крыло	С-В. поле	25.08.2011	649	652	рекомб	II неок	28.0	5.8	1.4	7.5	8.4	1.015	0.985	14.6	1.5	0.882	0.890	0.645	47.1
31	250	Юж. крыло	С-В. поле	26.09.2023	870	1096	ркб.	II неок	31.8	7.6	4.9	19.7	22.1	1.039	0.962	13.6	3.8	0.872	0.891	0.630	0.44*

№ п.п	№ скв.	Крыло	Поле	Дата отбора дд.мм.гггг	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Вид проб	Горизонт	Температура исследования С°	Давление исследования проб	Давление насыщения при температуре пласта	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Коэффициент сжимаемости 10 ⁴ · 1/МПа	Усадка нефти %	Плотность нефти в пластовых условиях г/см³	Плотность нефти в дегазированном состоянии при 20°С г/см³	Относительная плотность газа по воздуху	Вязкость нефти в пластовых условиях мПа·с
32	217	Юж. крыло	С-В. поле	06.11.2025	659	661	ркб.	II неок	30.2	6.7	4.5	19.5	21.7	1.038	0.963	16.8	3.7	0.879	0.897	0.643	33.4
Среднее значение:									32.0	7.3	4.8	19.4	21.8	1.043	0.959	15.2	4.2	0.871	0.893	0.731	28.4
33	10	Юж. крыло	С-В. поле	25.12.1963	675	678	глуб	Промежут.	33.0	8.0	2.8	11.1	12.1	1.025	0.976		2.5	0.876	0.889	0.940	28.4
34	27	Юж. крыло	С-В. поле	02.07.1965	640	653	глуб	Апт-неок+I неок	30.0	7.2	3.7	20.9	28.6	1.059	0.944		4.2	0.850	0.884	0.830	26.0
35	26	Юж. крыло	Ю-3 поле	24.04.1965	668	670	глуб	I неок	31.0	7.5	4.5	16.8	19.0	1.036	0.965		3.5	0.865	0.884	0.750	24.5
36	24	Юж. крыло	Ю-3 поле	-	665	668	глуб	Апт-неок	32.0	7.5	4.7	18.0	20.3	1.052	0.951		4.9	0.855	0.886	0.760	27.0
37	6	Юж. крыло	Ю-3 поле	11.10.1963	667	673	глуб	Апт-неок	33.0	7.6	3.6	15.2	18.5	1.036	0.965		3.4	0.802		0.870	11.5
38	26	Юж. крыло	Ю-3 поле	24.04.1965	654	658	глуб	Апт-неок	31.0	7.6	4.6	23.1	26.1	1.076	0.929		7.6	0.840	0.886	0.790	19.3
Среднее значение:									32.0	7.6	4.3	18.8	21.6	1.055	0.948		5.3	0.832	0.886	0.807	19.3
39	202*	Сев. крыло		28.10.2008	710	718	глуб	J2-I	39.3	7.9	4.9	72.4	86.3	1.216	0.822		17.8	0.781	0.839	1.328	2.2
40	202*	Сев. крыло		28.10.2008	710	718	глуб	J2-I	39.3	7.9	4.9	73.7	87.5	1.217	0.822		17.8	0.780	0.842	1.342	2.2
41	207	Сев. крыло		28.08.2011	705	707	рекомб	J2-I	39.0	7.6	2.6	26.1	31.1	1.079	0.927		7.3	0.809	0.839	1.296	3.6
42	204*	Сев. крыло		06.09.2012	700	704	рекомб	J2-I	31.0	7.7	1.4	8.6	10.4	1.037	0.964	17.2	3.6	0.818	0.835	1.221	7.1
43	228	Сев. крыло		05.05.2015	696	698	рекомб.	J2-I	37.0	6.8	3.7	19.5	23.0	1.077	0.929	22.1	7.2	0.812	0.849	1.110	3.6
44	229	Сев. крыло		24.05.2017	707	708	рекомб.	J2-I	45.0	10.4	3.4	18.7	22.0	1.069	0.935	26.3	6.4	0.817	0.848	1.114	
45	244	Сев. крыло		25.11.2020	704	711	ркб.	J2-I	39.0	9.4	3.0	17.6	21.2	1.058	0.945	15.0	5.5	0.806	0.833	1.317	3.7
Среднее значение:									40.0	8.5	3.2	20.5	24.3	1.071	0.934	21.1	6.6	0.811	0.842	1.209	3.6
46	13	Сев. крыло		19.08.1965	852	855	глуб	J2-III	45.0	10.0		24.4	29.5	1.140	0.877		12.3	0.751	0.823	1.800	2.1
47	2	Сев. крыло		14.08.1965	882	884	глуб	J2-III	45.0	10.5	1.1	16.2	19.9	1.111	0.900		10.0	0.758	0.815	1.740	1.3
48	15	Сев. крыло		28.05.1965	891	893	глуб	J2-III	45.0	10.5	1.0	22.5	28.4	1.122	0.891		10.9	0.743	0.791	1.930	1.5
Среднее значение:									45.0	10.3	1.1	21.0	25.9	1.124	0.889		11.1	0.751	0.810	1.823	1.6

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

№п/п	№Мескв	Интервал перфорации		Горизонт	Дата отбора	Плотность, г/см³	Плотность, кг/м³	Содержание, %				Температура		Парафин		Кинематическая вязкость в мм²/с.		Кислотное число мг/г	Фракционный состав						
								смола	асфальтены	кокса	сера	высышки °С	застывания °С	%	Температура плавления	20°С	50°С		НК	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
Южное крыло																									
Южное поле																									
1	81	424-430	430	Апт	07.08.2014	0.891	891.0	10.0	отс.	2.9	0.3	46.0	-36.0	1.2	53.2	122.2	28.9	0.2	155.0				4.0	9.0	21.0
2	3	660	671	Апт-неок	29.05.1963	0.889	889.0			2.4			-40.0	0.5	50.5	115.7	27.9	0.6	192.0				9.5	24.5	
3	20	665	676	Апт-неок	04.08.1963	0.890	890.0			2.2	0.3		-19.0	0.7	56.0	120.0	27.4	0.8	204.0				10.0	25.0	
4	9	681	683	Апт-неок	23.05.1965	0.896	896.0			2.9	0.2	182.0	-35.0	0.9	54.5	134.8	31.5	0.5	220.0				7.0	25.0	
5	47a	667	672	Апт-неок	12.12.1977	0.891	891.0			2.4	0.3					111.5	26.3	0.7	200.0				8.5	23.0	
6	118	643	653	Апт-неок	12.12.1977	0.892	892.0			2.5	0.3					117.3	27.9	0.7	185.0			1.0	9.5	24.0	
7	52	656	665	Апт-неок	01.01.1981	0.893	893.0				0.3		-20.0			141.1	30.6	0.6	204.0				10.0	27.0	
8	83	615	620	Апт-неок	01.01.1981	0.891	891.0				0.3		-39.0			129.4	28.6	0.3	-						
9	83	615	620	Апт-неок	27.03.1982	0.889	889.0	12.5	0.3		0.3	20.0	-49.0	0.9	55.0	103.0	25.0	0.6	170.0			2.0	9.0	26.0	
10	166	652	656	Апт-неок	04.01.1990	0.885	885.0				0.3	30.0				118.1	27.1	0.5	175.0			0.8	10.0	25.0	
11	175	638	642	Апт-неок	04.01.1990	0.886	886.0				0.3					118.1	28.3	0.5	187.0			1.0	10.0	26.5	
12	176	652	657	Апт-неок	04.01.1990	0.882	882.0				0.3	11.0				98.5	24.4	0.6	190.0			0.5	10.0	25.0	
13	48	668	674	Апт-неок	01.01.1990	0.902	902.0			2.9	0.4	45.0	-49.0			114.9	27.2	0.6	208.0				6.5	20.0	
14	80	605	619	Апт-неок	27.08.1992	0.888	888.0			2.7	0.3	14.0	-52.0			88.5	24.0	0.7	154.0			3.0	8.0	26.0	
15	169	674	680	Апт-неок	30.09.1998	0.891	891.0			2.5	0.3	40.0	-20.0			128.7	30.0	0.5	196.0			0.5	8.5	24.0	
16	1*	603	608	Апт-неок	08.03.2000	0.885	885.0	20.0		2.6	0.3		-49.0			90.4	23.8	1.6	145.0		12.0	2.0	0.0	63.1	
17	3	660	671	Апт-неок	09.03.2000	0.890	890.0	18.0		2.3	0.4	42.0	-50.0	1.1	55.4	109.4	26.3	1.1	180.0			1.0	9.0	26.0	
18	20	665	676	Апт-неок	09.03.2000	0.890	890.0	22.0		2.3	0.3	42.0	-50.0	1.2	55.0	113.3	27.0	1.0	206.0				7.5	21.5	
19	11	612	619	Апт-неок	10.03.2000	0.897	897.0	22.0		2.2	0.3		-46.0			102.0	25.5	0.9	182.0			3.0	10.0	25.0	
20	40	664	670	Апт-неок	12.11.2011	0.887	887.0				0.2	33.0	-52.0	1.4	53.0	86.1	20.6	0.1	101.0			10.0		27.0	
21	237	662	665	Апт-неок	28.09.2016	0.888	888.0	11.3		2.5	0.2	41.0	-48.0	1.3	53.5	106.5	24.9	0.1	180.0			2.0	7.0	18.0	
22	232	663	666	Апт-неок	02.06.2016	0.900	900.0	15.5		2.8	0.4	52.0	-42.0	0.6	54.0	138.0	31.8	0.3	210.0				4.0	15.0	
23	20	665	668	Апт-неок	28.08.2016	0.892	892.0	15.1		2.7	0.3	47.0	-49.0	0.6	54.0	125.8	29.2	1.7	195.0				6.0	18.0	
24	237	662	665	Апт-неок	04.05.2022	0.889	888.9	11.4		2.2	0.3	38.0	-48.0	1.0	53.6	110.9	27.6	0.4	120.0		3.0	8.0	13.0	25.0	
25	247	732.81	1313	Апт-неок	20.06.2022	0.887	886.8	10.2	0.2	2.9	0.3	26.0	-60.0	0.6	54.1	99.7	24.3	0.1	170.0			17.0	22.0	32.0	
Среднее значение:						0.891	890.6	15.3	0.3	2.5	0.3	44.2	-42.7	0.9	54.1	114.4	27.1	0.6	183.1		3.0	3.8	9.3	24.0	
26	1	603	620	Апт-неок+I неок	11.02.1964	0.893	893.0			2.5	0.3	72.0	-40.0	0.5	61.4	134.3	30.5	0.7	211.0				8.5	23.0	
27	31	653	663.5	Апт-неок+I неок	01.12.1964	0.891	891.0			3.0	0.3	39.0	-40.0	0.6	61.2	118.2	28.0	0.7	148.0			3.0	11.5	31.0	
28	31	644	666	Апт-неок+I неок	23.05.2005	0.888	888.0	22.5		2.5	0.3	29.0	-51.0	1.4	55.2	108.0	26.0	1.1	188.0			1.0	9.0	25.0	
29	7	635	653	Апт-неок+I неок	17.07.1965	0.889	889.0			3.1	0.2	120.0	-40.0	0.8	52.0	96.1	23.4	0.6	180.0			2.5	11.0	25.5	
30	29	657	678	Апт-неок+I неок		0.891	891.0			2.4	0.3	122.0	-38.0	0.6	52.5	111.4	28.8	0.4	190.0			2.5	11.0	23.5	
31	29	657	678	Апт-неок+I неок	23.05.2005	0.886	886.0	22.0		2.2	0.3	30.0	-53.0	1.6	55.3	105.9	25.6	0.8				0.5	8.0	23.0	
32	32	662	684	Апт-неок+I неок	30.07.1965	0.895	895.0			2.8	0.3	91.0	-33.0	0.6	52.5	118.0	27.6	0.6	194.0			-	9.0	27.0	
33	32	657	672	Апт-неок+I неок	23.05.2005	0.889	889.0	24.0		2.7	0.3	-5.0	-49.0			114.8	28.3	1.7	188.0			0.6	8.0	24.5	
34	65	628	645	Апт-неок+I неок	01.01.1970	0.888	888.0	24.0		2.5	0.4	-5.0	-51.0			97.6	24.5	1.2	168.0			1.5	9.0	26.5	
35	66	631	648	Апт-неок+I неок		0.889	889.0	23.0		2.4	0.4	38.0	-46.0	1.2	55.6	103.3	25.6	0.8	196.0			2.0	9.5	23.0	
36	67	628	649	Апт-неок+I неок	01.01.1970	0.887	887.0	23.0		2.6	0.2	30.0	-48.0	1.2	55.1	104.9	25.2	1.2	190.0			1.0	9.5	25.0	
37	69	610	649	Апт-неок+I неок		0.887	887.0			2.5	0.4	15.0	-45.0			93.8	25.3	0.6	120.0		0.5	3.0	7.5	26.0	
38	78	633	650	Апт-неок+I неок		0.888	888.0				0.3		-50.0			110.5	27.3	0.8					9.0	26.0	
39	113	657	679	Апт-неок+I неок	12.12.1977	0.889	889.0			2.6	0.3					104.0	25.6	0.6	185.0			1.0	9.0	23.5	
40	114	654	677	Апт-неок+I неок	12.12.1977	0.889	889.0			2.6	0.3					100.0	25.4	0.6	186.0			1.0	9.0	23.5	

№ п/п	№искв	Интервал перфорации		Горизонт	Дата отбора	Плотность, г/см³	Плотность, кг/м³	Содержание, %				Температура		Парафин		Кинематическая вязкость в мм²/с.		Кислотное число мКОН/г	Фракционный состав					
								смола силикателевых	асфальтены	кокса	сера	вспышки °С	застывания °С	%	Температура плавления	20°С	50°С		НК	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С
41	115	657	675	Апт-неок+I неок	12.12.1977	0.889	889.0			2.4	0.3		-48.0			106.2	25.5	0.4						
42	116	654	676	Апт-неок+I неок	12.12.1977	0.892	892.0			2.4	0.3		-48.0			114.1	26.9	0.4						
43	121	614	631	Апт-неок+I неок	01.01.1985	0.888	888.0			2.4	0.4	13.0	-45.0			100.2	26.0	0.6				2.5	9.0	24.0
44	93	606	624	Апт-неок+I неок	26.09.2023	0.896	896.0	12.9	0.3		0.3	50.0	-36.0	0.8	54.8	99.8	25.1	0.1	175.0			2.0	7.0	18.0
Среднее значение:						0.890	889.7	21.6	0.3	2.6	0.3	45.6	-44.8	0.9	55.6	107.4	26.3	0.7	179.9		0.5	1.7	9.1	24.6
45	7	649	653	I-неок	30.05.1965	0.893	893.0			2.4	0.3	27.0	-38.0	0.4	61.9	97.0	24.2	0.7	150.0			4.5	12.0	30.0
46	25	608	610	I-неок	17.03.1965	0.886	886.0			2.4	0.3	27.0	-38.0	0.4	61.9	97.0	24.2	0.7	150.0			4.5	12.0	30.0
47	31*	663.5	665.5	I-неок	05.11.1964	0.897	897.0			3.0	0.3	70.0	-39.0	0.6	60.4	174.1	36.4	0.6	190.0			1.0	9.0	24.0
48	117	670.5	673.5	I-неок	12.12.1977	0.890	890.0			2.6	0.3					110.0	26.2	0.8	187.0			1.0	9.0	23.0
49	190	658	664	I-неок	04.01.1990	0.885	885.0				0.3					113.0	26.9	0.5	190.0			1.0	10.0	23.5
50	177	654	657	I-неок	04.01.1990	0.886	886.0				0.4	11.0				121.0	27.8	0.6	185.0			1.0	10.0	26.0
51	28	637	640	I-неок	26.09.1991	0.889	889.0	12.0	0.7		0.3	24.0	-39.0	0.8	52.5	113.1	27.9	1.2	158.0			4.0	9.0	27.0
52	242	713.5	1114	I-неок	19.12.2019	0.886	886.3	11.1		2.1	0.4	25.0	-51.0	1.3	53.5	101.6	24.6	0.3	160.0			4.0	10.0	24.0
Среднее значение:						0.888	888.2	12.0	0.7	2.4	0.3	22.3	-38.3	0.5	58.8	108.5	26.2	0.7	170.0			2.7	10.3	26.6
53	25	638.5	640.5	II-неок	-	0.887	887.0			2.5	0.3	50.0	-40.0	0.3	60.8	98.3	23.9	0.6	179.0			2.5	11.0	26.5
54	1	641	648	II-неок	20.06.1963	0.892	892.0			2.3	0.2		-40.0	0.2	57.0	132.4	30.5	0.6	189.0			1.0	10.0	30.5
55	11	654	660	II-неок	10.04.1963	0.886	886.0			2.0	0.2		-40.0	0.8	51.0	89.5	23.1	0.5	142.0			5.0	11.0	26.0
56	28	659	663	II-неок	18.03.1965	0.884	884.0			2.0	0.4	44.0	-38.0	0.5	62.0	95.7	24.5	0.6	128.0		0.5	3.5	12.5	29.0
57	30	668	671	II-неок	02.03.1965	0.895	895.0			2.4	0.3	81.0	-40.0	0.7	54.0	131.0	29.0	0.6	170.0			2.0	8.5	27.5
58	30	668	671	II-неок	-	0.889	889.0	19.0		2.3	0.3	35.0	-47.0			94.6	24.0	0.6				1.0	6.5	20.0
59	5	671	674	II-неок	04.05.1965	0.896	896.0			2.8	0.3	198.0	-35.0	0.7	54.0	120.8	31.2	0.4	215.0				8.0	25.0
60	7*	677	678	II-неок	03.06.1963	0.899	899.0			2.6	0.4	135.0	-40.0	0.5	60.0	226.6	48.8	0.6	239.0				0.5	16.5
61	84	658	664	II-неок	23.05.2005	0.891	891.0	24.0		2.4	0.7	3.0	-53.0			91.7	23.5	1.4	181.0			1.0	10.0	24.5
62	85	662	667	II-неок	01.01.1970	0.887	887.0	22.0		2.3	0.3	9.0	-51.0			90.4	23.5	1.7	184.0			0.5	9.0	26.0
63	85	662	667	II-неок	01.06.1993	0.887	887.0			2.3	0.3	9.0	-51.0	1.2	53.0	93.6	24.1	0.8	184.0			0.5	9.0	26.0
64	86	661	669	II-неок	-	0.887	887.0	29.0		2.4	0.6	9.0	-53.0			93.8	23.8	1.5	178.0			1.0	8.0	24.0
65	87	663	667	II-неок	-	0.887	887.0	20.0		2.6	0.4	21.0	-51.0			94.8	24.1	1.3	179.0			1.0	11.0	25.5
66	88	671	673	II-неок	-	0.893	893.0	24.0		2.4	0.4	77.0	-47.0	0.6	56.0	135.9	31.5	1.0	192.0			1.0	6.0	19.0
67	92	644	656	II-неок	01.01.1970	0.888	888.0	21.0		2.6	0.3	9.0	-53.0	1.8	54.5	81.4	21.7	1.2	163.0			1.5	11.0	25.5
68	92	644	656	II-неок	01.06.1993	0.886	886.0	7.6	0.4	2.6	0.3	9.0	-53.0			85.4	21.9	1.2	163.0			1.5	11.0	25.5
69	93	645	657	II-неок	01.01.1970	0.887	887.0	20.0		2.5	0.5	39.0	-53.0	1.4	54.0	88.6	22.8	1.5	169.0			1.5	13.0	26.0
70	100	660	667	II-неок	-	0.887	887.0	22.0		2.3	0.3	30.0	-52.0	1.4	55.3	97.3	24.3	1.2	177.0			1.5	10.0	26.0
71	90	645	660	II-неок	12.12.1977	0.889	889.0				0.1		-44.0			102.6	23.2	0.1	-					
72	96	646	653	II-неок	04.07.1985	0.894	894.0	24.0		2.8	0.5	16.0	-20.0			138.6	27.8	0.8	110.0				9.0	22.0
73	96	646	653	II-неок	01.06.1993	0.894	894.0			2.8	0.5	16.0				138.6	30.8	0.8	208.0				8.0	19.0
74	164	651	655	II-неок	04.01.1990						0.3					90.6	22.6	0.5	159.0			2.0	12.5	27.0
75	72	647	659	II-неок	06.11.2025	0.893	893.4	11.9	0.1	2.4	0.3	60.0	-36.0	0.8	54.2	103.7	25.6	0.1	167.0			3.0	10.0	24.0
Среднее значение:						0.890	889.9	20.4	0.2	2.4	0.3	44.7	-44.6	0.8	55.8	109.4	26.3	0.8	175.0		0.5	1.7	9.3	24.6
76	94	637	639	Промежут.	01.06.1993	0.889	889.0	21.0		2.4	0.3	-20.0	-31.0			85.6	22.8	1.5	170.0			1.5	12.5	27.5
77	95	648	653	Промежут.	01.06.1993	0.889	889.0	23.5		2.5	0.4	61.0	-52.0			115.6	27.5	1.3	188.0			1.0	8.0	25.0
78	10	675	678	Промежут.	25.12.1963	0.889	889.0																	
Среднее значение:						0.889	889.0	22.3		2.4	0.3	20.5	-41.5			100.6	25.1	1.4	179.0			1.3	10.3	26.3
79	89	610	653	Апт-неок+ II неок	04.07.1985	0.887	887.0	22.0		2.8	0.4	13.0	-45.0			93.8	25.3	0.6	120.0		0.5	3.0	7.5	23.0
80	120	626	637	I неок+пром.	04.07.1985	0.893	893.0	18.0		2.2	0.2	24.0	-18.0				23.4	0.5	110.0				9.0	22.0
81	87	636	664.5	I неок+пром +II неок	01.06.1993	0.889	889.0	10.6	0.5	2.6	0.4	21.0	-51.0			94.8	24.1	0.7	179.0			1.0	11.0	25.6
82	94	630	657	II-неок+пром	01.06.1993	0.886	886.0			2.4	0.3	11.0	-51.0			87.2	23.6	1.0						

№ п/п	№искв	Интервал перфорации		Горизонт	Дата отбора	Плотность, г/см³	Плотность, кг/м³	Содержание, %				Температура		Парафин		Кинематическая вязкость в мм²/с.		Кислотное число мКОН/г	Фракционный состав					
								смола селикагелевых	асфальтены	кокса	сера	вспышки °С	застывания °С	%	Температура плавления	20°С	50°С		НК	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С
83	245	751	1282	II-неок+пром	25.11.2020	0.882	882.1	12.3		2.1	0.2	27.0	-60.0	1.3	54.1	76.9	20.2	0.1	130.0		2.0	7.0	13.0	28.0
Северо-Восточное поле																								
84	4	676	678	Апт-неок	04.07.1963	0.896	896.0			3.0	0.2	98.0	-40.0	0.4	56.5	166.4	36.0	0.5	190.0		0.5	0.5	9.0	28.0
85	10	652	655	Апт-неок	10.08.1965	0.890	890.0			2.3	0.3	95.0	-40.0	0.9	52.0	123.0	31.0	0.6	198.0				8.5	23.0
86	10	652	655	Апт-неок	10.03.2000	0.891	891.0	23.0		2.4	0.3	34.0	-48.0	1.3	55.1	132.0	29.4	1.2	203.0				6.5	23.5
87	17	633	636	Апт-неок	10.03.2000	0.890	890.0	24.0		2.2	0.3	32.0	-49.0	1.4	55.0	128.7	29.7	1.3	206.0				7.0	23.5
88	37	647	649	Апт-неок	-	0.892	892.0	23.0		2.4	0.4	67.0	-42.0	0.8	54.0	141.9	31.4	0.9	210.0				5.5	23.0
89	149	656	663	Апт-неок	12.12.1977	0.890	890.0				0.4		-47.0			106.5	25.7	0.2	-					
Среднее значение:						0.892	891.5	23.3		2.5	0.3	65.2	-44.3	1.0	54.5	133.1	30.5	0.8	201.4		0.5	0.5	7.3	24.2
90	27	649	653	I-неок	24.05.1965	0.890	890.0			2.3	0.3	178.0	-35.0	0.9	54.0	130.0	30.1	0.8	160.0			2.0	10.0	25.0
91	24	678	681	I-неок	21.05.1965	0.891	891.0			2.7	0.3	184.0	-35.0	0.6	54.0	156.8	35.6	0.8	211.0				8.0	24.0
Среднее значение:						0.891	890.5			2.5	0.3	181.0	-35.0	0.7	54.0	143.4	32.9	0.8	185.5			2.0	9.0	24.5
93	17	665	668	II-неок	29.01.1965	0.903	903.0			3.2	0.2	63.0	-38.0	0.6	63.1	210.6	43.1	0.9	176.0			2.5	10.0	25.0
94	209	649	652	II-неок	28.08.2011	0.890	890.0	9.8		2.4	0.2	35.0	-42.0	1.8	55.0			0.2	230.0				3.0	18.0
95	250	870.06	1095.62	II неок	26.09.2023	0.890	889.7	12.5	0.2	2.3	0.3	49.0	-36.0	1.1	54.2	104.0	25.7	0.1	170.0			3.0	8.0	18.0
96	217	659	661	II неок	06.11.2025	0.896	896.1	12.1	0.1	2.8	0.3	55.0	-36.0	0.7	54.4	125.2	31.9	0.1	165.0			3.0	8.0	22.0
Среднее значение:						0.895	894.7	11.4	0.1	2.7	0.3	50.5	-38.0	1.1	56.7	146.6	33.5	0.3	185.3			2.8	7.3	20.8
96	27	640	653	Апт-неок+I неок	11.08.1965	0.891	891.0			2.2	0.3	85.0	-40.0	0.6	52.5	109.6	25.1	0.7	205.0				2.5	23.5
97	105	620	659	Апт-неок+ II неок	12.12.1977	0.890	890.0				0.4		-40.0			115.1	26.6	0.1						
98	39	649	678	Апт-неок + I неок	27.08.1992	0.899	899.0	12.6	0.7	2.8	0.3	40.0	-50.0			116.7	28.7	0.5	207.0				7.0	21.0
Юго-Западное поле																								
99	18	678	679	Апт-неок	14.12.1963	0.892	892.0			2.3	0.4		-19.0	0.6	57.0	158.0	35.7	0.8	210.0				4.0	25.5
100	24	665	668	Апт-неок	08.07.1965	0.895	895.0			3.5	0.4	110.0	-42.0	0.6	50.5	134.5	33.4	0.5	212.0				7.0	23.5
101	26	654	658	Апт-неок	07.06.1965	0.893	893.0			2.8	0.3	97.0	-40.0	0.7	53.0	107.7	26.9	0.5	186.0			1.0	9.5	23.5
102	19	681	683	Апт-неок	10.02.1965	0.895	895.0			3.3	0.3	97.0	-40.0	0.7	53.0	163.5	36.3	0.5	211.0				4.5	22.5
103	26	654	658	Апт-неок	01.01.1970	0.888	888.0	22.0		2.3	0.3	49.0	-48.0	0.8	56.0	102.1	25.5	1.2	172.0					21.0
104	35	668	673	Апт-неок	-	0.892	892.0	22.0		2.4	0.3	49.0	-47.0	1.4	55.3	132.0	29.4	1.3	204.0				6.0	23.0
105	35	668	673	Апт-неок	19.06.1991	0.892	892.0				0.3	42.0	-48.0			135.7	29.4	1.1	203.0				7.0	23.0
106	132	659	662	Апт-неок	19.06.1991	0.891	891.0			2.6	0.3	42.0	-49.0			118.5	26.7	1.0	198.0				6.0	22.0
107	141	667.8	670	Апт-неок	01.06.1993	0.903	903.0			2.9	0.5	44.0	-59.0			116.9	27.9	1.0	207.0				6.5	22.0
108	6	667	673	Апт-неок	05.03.2000	0.903	903.0			3.7	0.3		-40.0	0.4		246.6	45.4	0.8	240.0				3.2	15.5
109	24	665	668	Апт-неок	10.03.2000	0.895	895.0	22.0		2.5		87.0	-42.0	0.7	55.0	143.4		1.3	212.0				5.5	20.5
Среднее значение:						0.893	893.4	22.0		2.8	0.3	68.0	-41.7	0.7	54.5	142.1	31.6	0.9	204.1			1.0	6.0	21.9
110	133	650	666	Апт-неок+I неок	19.06.1991	0.890	890.0				0.3	43.0	-50.0			122.7	26.7	0.9	208.0				4.0	20.0
111	34	664	681	Апт-неок+I неок	-	0.891	891.0	21.0		2.7	0.4	47.0	-43.0	0.9	54.0	118.9	27.9	0.9					7.0	20.5
Среднее значение:						0.891	890.5	21.0		2.7	0.3	45.0	-46.5	0.9	54.0	120.8	27.3	0.9	208.0				5.5	20.3
Северное крыло																								
112	204	700	704	J2-I	-	0.849	849.0	9.6		2.0	0.1	-7.0	-54.0	2.3	53.0	13.1	5.4	0.1	110.0		4.0	9.0	19.0	34.0
113	207	705	707	J2-I	-	0.843	843.0	6.4		0.8	0.3	-7.0	-7.0	1.5	54.6	12.6	5.3	0.1	90.0	1.0	6.0	13.0	21.0	36.0
114	202	710	718	J2-I	28.10.2008	0.842	842.0	9.4		0.6	0.2	-7.0	-20.0	2.2	54.0	14.8	6.3	0.2	50.0	6.0	11.0	16.0	25.0	41.0
115	228	696	698.3	J2-I	05.05.2016	0.849	849.0	7.6		0.0	0.3	-3.0	-54.0	1.4	55.0	16.6	6.6	0.0	95.0		5.0	10.0	15.0	23.0
116	229	707	708	J2-I	24.05.2017	0.847	847.0	21.7		1.0	0.0	-25.0	-20.0	1.3	56.0	14.6	6.0	0.1	60.0	4.0	11.0	20.0	30.0	41.0
117	244	704	711	J2-I	25.11.2020	0.837	837.1	3.6		1.0	0.3	-25.0	-66.0	0.3	53.7	10.6	4.5	0.1	40.0	6.0	13.0	23.0	31.0	47.0
Среднее значение:						0.845	844.5	9.7		0.9	0.2	-12.3	-36.8	1.5	54.4	13.7	5.7	0.1	74.2	4.3	8.3	15.2	23.5	37.0
118	2	882	884	J2-III	11.07.1965	0.791	791.0			0.6	0.2	-10.0	-40.0	2.0	58.0	7.5	3.0	0.1	50.0		27.0	42.0	50.0	63.0
119	13	852	855	J2-III	11.07.1965	0.792	792.0			0.4	0.1	-15.0	-40.0	1.6	54.0	3.8	2.3	0.1	45.0			34.5	45.5	58.0

№ п/п	№ скв	Интервал перфорации		Горизонт	Дата отбора	Плотность, г/см ³	Плотность, кг/м ³	Содержание, %				Температура		Парафин		Кинематическая вязкость в мм ² /с.		Кислотное число мг КОН/г	Фракционный состав					
								смола сера	асфальтены	кокса	сера	вспышки °С	застиывания °С	%	Температура плавления	20°С	50°С		НК	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С
120	14	890	892	J2-III	07.06.1965	0.821	821.0			0.7	0.2	-10.0	-36.0	1.2	56.0	6.3	3.4	0.1	104.0		11.0	25.5	39.5	55.0
121	15	891	893	J2-III	07.06.1965	0.794	794.0			0.6	0.1	-7.0	-15.0	1.7	53.0	3.1	2.4	0.2	59.0		20.5	34.0	45.0	57.0
122	101		893	J2-III	01.01.1992	0.801	801.0				0.2	-5.0				4.0	2.4	0.1	80.0		20.0	33.0	48.0	66.0
123	106			J2-III	12.12.1977	0.798	798.0				0.2	-6.0	-44.0			3.6	2.2	0.3	53.0		26.0	39.0	51.0	65.0
124	108	850	855	J2-III	03.06.2005	0.819	819.0			0.9	0.1	-7.0	-38.0			4.6	2.6	0.5	56.0		19.0	33.0	46.0	63.0
125	203*	858	861	J2-III	-	0.865	865.0				0.2	-10.0	-40.0	2.0	58.0	7.5	3.0	0.1	50.0		27.0	42.0	50.0	63.0
126	205	858	861	J2-III	-	0.807	807.0				0.2	-10.0	-36.0	1.2	56.0	6.3	3.4	0.1	104.0		11.0	25.5	39.5	55.0
127	206*	889	895	J2-III	31.08.2012	0.869	869.0				0.1	-7.0	-15.0	1.7	53.0	3.1	2.4	0.2	59.0		20.5	34.0	45.0	57.0
128	206	872.6	893	J2-III	25.05.2017	0.864	863.7	14.4	0.4	1.0	0.4	-5.0	-20.0	2.9	55.2	31.5	10.4	0.1	85.0	1.0	6.0	11.0	21.0	34.0
Среднее значение:						0.810	809.6	14.4	0.4	0.7	0.2	-8.3	-33.6	1.8	55.4	7.8	3.5	0.2	70.7	1.0	17.6	30.8	42.8	57.3

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа

№№п/п	№№ скв	Горизонт	и.п. Кровля м	и.п. Подошва м	Дата отбора	метан (СН ⁴)	этан(С ² Н ⁶)	пропан (С ³ Н ⁸)	изобутан	н-бутан	С ₅ +высшие	углекислый газ	азот	сумма	Относительная плотность газа по воздуху
Южное крыло, Южное поле															
1	81	Апт	424	430	07.08.2014	77.89	12.76	1.48	1.00	0.43	0.54	0.22	5.69	100	0.689
2	3	Апт-неок	660	671	29.05.1963	71.40	18.40	3.76	1.25		3.93	0.90	0.27	100	0.665
3	22	Апт-неок	675	678	09.01.1964	74.30	13.20				4.30	1.16	7.08	100	0.766
4	26	Апт-неок	654	658	03.06.1965	75.50	12.70	3.31			3.45	1.63	3.39	100	0.637
5	237	Апт-неок	662	665	28.09.2016	79.40	16.00	1.72	1.21	0.38	0.64	0.13	0.55	100	0.690
6	232	Апт-неок	663	666	02.06.2016	94.20	4.10	0.11	0.06	0.02	0.02	0.07	1.41	100	0.584
7	20	Апт-неок	665	668	28.08.2016	89.10	6.50	0.61	0.49	0.19	0.47	0.72	1.95	100	0.628
8	237	Апт-неок	662	665	04.05.2022	74.80	14.63	4.68	2.29	0.68	0.59	1.52	0.81	100	0.749
9	247	Апт-неок	732.81	1313	20.06.2022	69.16	21.20	3.80	1.81	1.03	1.67	0.20	1.12	100	0.777
Среднее значение:						77.87	13.24	2.55	1.18	0.46	1.87	0.79	2.06	100	0.687
10	25	I-неок	608	610	17.03.1965	48.48	40.10	2.74	2.41		4.38	0.65	0.57	99	0.772
11	242	I-неок	713.5	1114	19.12.2019	76.13	18.36	2.37	1.33	0.55	0.52	0.24	0.49	100	0.710
Среднее значение:						62.31	29.23	2.56	1.87	0.55	2.45	0.45	0.53	100	0.741
12	1	II-неок	641	647	20.06.1963	67.52	22.69	2.27			4.31	1.47	1.73	100	0.667
13	11	II-неок	654	660	10.04.1963	68.88	18.16	3.99	1.94		4.92	0.57	1.54	100	0.608
14	5	II-неок	671	674	27.04.1965	78.53	6.95	1.24			4.19	0.78	8.31	100	0.747
15	28	II-неок	659	663	25.05.1965	71.27	16.54	3.36	0.94		4.23	0.61	3.05	100	0.663
16	30	II-неок	668	671	03.03.1965	67.85	15.57	2.57	0.69		4.47	1.33	7.52	100	0.673
17	72	II-неок	647	659	06.11.2025	79.35	12.39	1.47	0.78	0.35	0.40	0.75	4.52	100	0.682
Среднее значение:						72.23	15.38	2.48	1.09	0.35	3.75	0.92	4.45	100	0.673
18	245	промеж.	751	1282	25.11.2020	82.65	11.70	1.87	0.74	0.47	0.77	0.28	1.52	100	0.675
19	93	Апт-неок+I неок	606	624	26.09.2023	82.04	13.68	1.61	0.95	0.32	0.32	0.13	0.96	100	0.669
Северо-Восточное поле															
20	17	I-неок	645	648	20.03.1965	77.62	11.54	1.65			3.74	1.93	3.52	100	0.630
21	27	I-неок	649	653	25.05.1965	83.94	2.76	1.14			4.04	0.77	7.35	100	0.717
Среднее значение:						80.78	7.15	1.40			3.89	1.35	5.44	100	0.674
22	209	II-неок	649	652	25.08.2011	84.60	12.50	0.52	0.31	0.13	0.24	0.60	1.10	100	0.645
23	250	II неок	870.06	1095	26.09.2023	86.78	11.02	0.55	0.20	0.08	0.13	0.72	0.51	100	0.630
24	217	II неок	659	661	06.11.2025	85.50	10.34	1.33	0.39	0.53	0.33	0.25	1.32	100	0.643
Среднее значение:						85.63	11.29	0.80	0.30	0.25	0.23	0.53	0.98	100	0.639
Юго-Западное поле															
25	24	Апт-неок	665	665	16.06.1993	88.74	7.77	1.42	0.81	0.21	0.10	0.10	0.85	100	0.632
26	6	Апт-неок	667	673	12.08.1965	88.29	3.52	0.87			4.79	1.72	0.81	100	0.667
Среднее значение:						88.07	5.62	1.14	0.81	0.21	2.43	0.91	0.83	100	0.650
Северное крыло															
27	204	Ю-I	700	704	06.09.2012	29.00	24.60	26.30	7.00	5.20	3.50	0.08	4.34	100	1.221
28	207	Ю-I	705	707	25.08.2011	24.30	29.30	20.50	9.40	7.70	5.20	0.47	3.05	100	1.296
29	202	Ю-I	710	718	28.10.2008	17.20	32.00	24.50	9.60	6.40	4.70	0.42	5.09	100	1.328
30	202	Ю-I	710	719	29.10.2008	16.70	32.00	24.80	9.90	6.60	5.00	0.41	4.61	100	1.342
31	228	Ю-I	696	698.3	05.05.2015	48.20	12.60	17.00	7.30	4.90	5.10	2.08	2.80	100	1.110
32	229	Ю-I	707	708	24.05.2017	36.00	27.60	17.70	6.60	4.10	3.10	0.40	4.50	100	1.114
33	244	Ю-I	704	711	25.11.2020	15.95	35.46	27.62	10.03	5.86	2.79	0.23	2.07	100	1.317
Среднее значение:						26.76	27.65	22.63	8.55	5.82	4.20	0.58	3.78	100	1.247
34	2	Ю-III	882	884	08.10.1962	0.42	11.14	32.84	21.88	18.52	13.41	0.11	1.68	100	1.525
35	13	Ю-III	852	855	19.08.1965	12.82	11.41	20.74	27.10	10.74	14.09	0.51	2.59	100	1.358
36	15	Ю-III	891	893	04.06.1965	3.08	7.94	25.39	41.05	13.00	6.14	0.37	0.22	97	1.685
Среднее значение:						5.49	10.26	26.57	30.29	14.22	11.32	0.33	1.51	100	1.523

Таблица 2.3.4 - Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Балгимбаев

№№ п/п	№№ скв	Интервал Опробования, м	Дата отбора анализа	Плотность воды, г/см ³	Соленость, °Be	pH	Содержание компонентов: (г/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %-экв,)						Общая минерализация, г/дм ³	Жесткость, мг/дм ³	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину	Класс по Пальмеру			Содержание микрокомпонентов, мг/дм ³		
							HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺			$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{+2}}$	$\frac{rCl^- - rNa}{rMg^{+2}}$	$\frac{rSO_4^{2-} \cdot 100}{rSO_4^{2-} + rCl}$		A ₂	S ₁	S ₂	B	Γ	Br ⁻
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Объект - I																									
Апт-неокомский горизонт																									
1	1	603-608	<u>22.03.74</u> 05.04.74	1,112	14,5	6,6	0,19 3,11 0,05	0 0 0	102,1 2879,4 50,0	1,4 72,0 1,3	1,3 104,8 1,8	62,2 2704,5 46,9	167,2 5763,9 100,0	176,9	0,94	0,69	1,67	-	XK						
2	3	660-671	<u>11.10.72</u> 16.10.72	1,148	18,8		0,316 5,1 0,07	0,81 39,17 0,51	135,0 3806,1 49,6	1,9 93,3 1,2	1,1 89,5 1,2	83,9 3646,2 47,5	222,9 7679,4 100,0	182,8	0,96	1,04	1,79	1,02	XK	0,14	95,26				
3	8	684-692	09.07.65	1,154	19,2	6,27	0,004 0,1 0,01	0,004 0,19 0,03	12,12 341,8 50,4	0,067 3,3 0,5	0,089 7,3 1,1	7,5 326,1 48,0	19,8 678,8 100,0	10,6	0,95	0,46	2,15	0,06	XK	0,02	95,4	4,58	17,88	2,82	100
4	9	687-692	19.07.65	1,150	18,9	6,77	0,195 0,32 0,07	0,06 0,14 0,04	118,6 393,6 50,0	1,8 8,9 1,3	1,1 9,1 1,4	72,7 316,2 47,3	194,4 728,1 100,1	17,9	0,80	0,98	8,56	0,04	XK	0,1	94,64	5,26	17,88	0,738	95,78
5	9	687-692	05.04.74	1,179	21,9	5,7	0,151 2,5 0,03	7,37 153,3 1,6	160,0 4513,4 48,3	1,9 70,0 0,8	5,5 449,9 4,8	95,5 4149,3 44,4	270,5 9338,3 100,0	519,9	0,92	0,16	0,81	3,29	XM		88,86	10,8		6,48	16,03
6	10	625-655	<u>2.04.98</u> 7.04.98	1,151	19,2	7,8	0,137 5,2 0,06	0,2 3,4 0,0	444,6 4077,8 49,9	1,2 60,0 0,7	0,9 70,0 0,9	91,0 3956,3 48,4	237,9 8172,7 100,0	130,0	0,97	0,86	1,73	0,08	XK	0,12	96,82	3,06			
7	19	680-685	27.03.65	1,152	19,1		0,17 2,8 0,05	0,02 0,96 0,02	138,9 3917,2 63,8	1,2 61,4 1,0	1,1 88,5 1,4	47,7 2073,5 33,7	189,1 6144,3 100,0	149,9	0,5	0,69	20,83	0,02	XK	0,04	95,36	4,6	12,3	3,62	101,7
8	20	665-676	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,151	19,2	6,55	0,183 3,0 0,42	0,02 0,42 0,01	139,1 3921,6 50,0	1,3 62,5 0,8	0,9 77,5 1,0	87,1 3785,0 48,2	228,5 7850,0 100,4	140,0	0,97	0,81	1,76	0,01	XK	0,08	96,42	3,5			
9	20	665-668	<u>09.10.17</u>	1,1474	18,8	6,56	0,214 3,5 0,05	0,049 1,02 0,01	131,6 3707,07 49,91	1,503 75,15 1,01	0,912 74,75 1,01	82,012 3565,74 48,01	216,29 7427,24 100,0	150,0	0,96	1,01	1,89	0	XK	0,1	95,96	3,94		0,84	31,2
10	27	640-643	<u>18.05.76</u> 20.05.76	1,118	15,5	6,7	0,482 7,8 0,13	0 0 0	107,5 3032,3 49,9	1,6 77,7 1,3	0,9 75,5 1,2	66,4 2886,8 47,5	176,9 6080,1 100,0	153,2	0,95	1,03	1,93	-	XK	0,26	96,96	4,78		2,43	58,84
11	29	657-664	<u>06.07.85</u> 15.07.85	1,154	19,5	6,1	0,231 3,8 0,05	0,05 1,00 0,01	146,1 4120,3 49,9	1,3 66,9 0,8	0,9 76,2 0,9	91,6 3981,9 48,3	240,2 8250,1 100,0	143,1	0,97	0,88	1,82	0,02	XK	0,1	96,54	3,36	5,1	6,67	73,25
12	31	644-653	<u>16.10.73</u> 29.10.73	1,126	16,4	-	0,11 1,8 0,03	0 0 0	112,0 3159,7 50,0	1,6 80,0 1,3	1,3 108,9 1,7	68,4 2972,3 47,0	183,4 6322,7 100,0	188,9	0,94	0,73	1,72	-	XK	0,06	94,02	5,92			
13	35	668-673	<u>29.11.73</u> 30.11.73	1,126	16,1	6,3	0,199 3,3 0,06	0,04 0,90 0,01	113,9 3212,4 49,9	1,8 92,0 1,4	1,1 94,0 47,1	69,7 3030,5	186,8 6433,0	186,0	0,94	0,98	1,93	0,03	XK	0,12	94,22	5,66			
14	41a	666-671	<u>25.06.85</u> 03.07.85	1,148	18,9	6,51	0,177 2,9 0,03	0,02 0,42 0,01	141,2 3981,4 50,0	1,5 76,7 1,0	1,0 83,7 1,1	88,0 3824,4 48,0	231,9 7969,4 100,0	160,3	0,96	0,92	1,88	0,01	XK	0,06	95,98	3,96	5,1	1,85	78,07

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
15	41a	664-671	<u>09.10.72</u> 16.10.72	1,143	18,3	7,2	0,167 2,7 0,04	0 0 0	131,1 3697,0 50,0	2,1 103,7 1,4	1,4 118,7 1,6	80,0 3477,3 47,0	214,8 7399,4 100,0	222,4	0,94	0,87	1,85	-	XK	0,08	93,98	5,94			
16	43	667-672	<u>21.04.77</u> 15.02.78	1,152	19,3	6,61	0,165 2,7 0,03	0 0 0	142,9 4030,5 50,0	2,0 99,6 1,2	1,0 86,3 1,1	88,5 3847,3 47,7	234,6 8066,3 100,0	185,9	0,95	1,15	2,12	-	XK	1,14	95,4	4,54		13,05	81,52
17	43	667-672	<u>01.03.76</u> 05.03.76	1,152	19,3	6,89	0,153 2,5 0,03	0 0 0	141,2 3983,3 50,0	2,2 109,2 1,4	1,1 89,9 1,1	87,1 3786,8 47,5	231,8 7971,7 100,0	199,1	0,95	1,21		-	XK	0,06	95	4,94			10,9
18	43	664-672	<u>21.03.74</u> 05.07.74	1,152	19	6,6	0,211 3,5 0,04	0 0 0	136,6 3851,5 47,0	2,5 124,0 1,6	1,3 110,0 1,4	83,3 3620,9 47,0	223,9 7709,9 97,0	234,0	0,94	1,13	2,10	-	XK	0,08	93,94	5,98			
19	45	667-670	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,150	19,1	7,05	0,195 3,2 0,04	0 0 0	140,6 3966,2 50,0	2,1 104,2 1,3	1,2 100,0 1,3	86,6 3765,2 47,4	230,7 7938,8 100,0	204,2	0,95	1,04	2,01	-	XK	0,08	94,86	5,06		3,8	124,14
20	45	667-670	<u>27.01.76</u> 29.01.76	1,151	19,2	6,53	0,159 2,6 0,03	0 0 0	139,6 3938,1 50,0	2,4 120,4 1,5	1,1 93,2 1,2	85,7 3727,1 47,3	229,1 7881,3 100,0	213,6	0,95	1,29	2,26	-	XK	0,06	94,58	5,36		3,7	94,4
21	47a	668-672	<u>15.03.22</u>	1,132		6,6	0,149 2,44 0,04	0 0 0	120,2 3387,1 49,93	2,5 125,25 1,85	1,398 114,59 1,69	72,6 3154,35 46,50	196,84 6783,73 100,0	240	0,93	1,09	2,03	-	XK					2,94	132,6
22	48	668-673	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,139	17,9	6,7	0,244 4,0 0,06	0 0 0	119,3 3365,3 49,9	1,5 77,1 1,1	1,3 106,3 1,6	73,3 3185,9 47,3	195,7 6738,5 100,0	183,3	0,95	0,73	1,69	-	XK	0,12	94,56	5,32		4,02	98,2
23	49	664-673	<u>27.01.76</u> 29.01.76	1,152	19,3	6,58	0,171 2,8 0,03	0 0 0	142,1 4006,0 50,0	2,1 102,9 1,3	1,0 83,2 1,0	87,9 3822,3 47,7	233,2 8017,2 100,0	186,1	0,95	1,24	2,21	-	XK	0,08	95,34	4,58		2,49	25,35
24	52	656-665	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,147	18,7	6,25	0,177 2,9 0,03	0,02 0,31 0,01	136,4 3846,0 50,0	1,5 75,7 1,0	1,0 81,1 1,1	84,9 3692,5 48,0	224,0 7698,4 100,0	156,8	0,96	0,93	1,89	0,01	XK	0,06	95,94	4	5,32	1,64	78,28
25	52	656-665	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,146	18,7	6,65	0,134 2,2 0,03	0,04 0,77 0,01	132,8 3745,3 50,0	1,6 80,8 1,1	1,0 81,7 1,1	82,5 3585,8 47,8	218,1 7496,5 100,0	162,5	0,96	0,99	1,95	0,02	XK	0,06	95,66	4,28		5,63	77,62
26	53	649-657	<u>23.01.76</u> 29.01.76	1,106	14	6,66	0,3 4,8 0,09	0 0 0	96,3 2715,9 49,9	1,3 66,0 1,2	1,2 96,4 1,8	58,8 2558,0 47,0	157,9 5441,0 100,0	162,4	0,94	0,69	1,64	-	XK	0,18	94,02	5,8	2,48	2,58	
27	53	649-667	07.03.80	1,128	16,6	7,02	0,2 4,0 0,1	0 0 0	117,6 3317,2 50,0	1,4 68,8 1,1	1,2 97,9 1,5	72,6 3154,5 47,5	193,0 6642,4 100,1	166,7	0,95	0,70	1,66	-	XK	0,12	94,98	4,9		4,46	93,15
28	53	648- 650,5	<u>07.09.15</u> 07.09.15	1,153	19,5	6,83	0,244 4,0 0,05	0 0 0	135,8 3825,35 49,92	1,303 65,15 0,85	0,912 74,75 0,98	84,955 3693,70 48,20	223,21 7662,95 100,0	140,0	0,97	0,87	1,76	0	XK	0,1	96,34	3,56	-	0,42	11,44
29	54	646-657	18.01.74	1,088	11,7	-	0,51 8,4 0,3	0 0 0	75,5 2129,4 49,8	1,0 49,8 1,2	1,4 118,2 2,8	45,3 1969,7 46,1	123,8 4275,5 100,1	168,0	0,93	0,42	1,35	-	XK	0,4	92,12	7,5			
30	54	646-656	<u>16.10.73</u> 22.10.73	1,113	14,9	-	0,19 3,1 0,05	0,9 0,9 0,0	102,1 2879,8 49,9	1,5 76,1 1,3	1,3 104,4 1,8	62,2 2703,3 46,9	168,2 5767,6 100,0	180,5	0,94	0,73	1,69	0,03	XK	0,1	93,74	6,16			
31	55	645-657	05.04.74	1,096	12,6	7	0,401 6,6 0,13	0 0 0	87,0 2452,5 49,9	1,2 60,1 1,2	1,3 106,0 2,2	52,7 2293,1 46,6	142,6 4918,2 100,0	166,0	0,93	0,57	1,50	-	XK	0,26	93,26	6,48			
32	55	645-657	<u>26.02.74</u> 04.03.74	*1,037	12,7	6,95	0,421 6,9 0,14	0 0 0	85,3 2406,8 49,9	1,2 58,0 1,2	1,6 134,0 3,2	51,7 2247,7 46,6	140,3 4853,4 100,9	192,0	0,93	0,43	1,19	-	XK	0,28	93,12	6,6		5,36	53,28
33	55	646-657	18.01.74	1,084	11,2	-	0,505 8,5 0,2	0 0 0	74,6 2104,1 49,8	0,1 50,0 1,2	1,6 134,0 3,2	44,4 1928,5 45,7	121,2 4225,1 100,0	184,0	0,92	0,37	1,31	-	XK	0,4	91,3	8,3			

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
34	56	609-650	<u>16.10.73</u> 22.10.73	1,117	15,1	6	0,17 2,9 0,06	0 0 0	105,6 2978,9 49,9	1,6 80,0 1,3	1,3 110,1 1,9	64,2 2791,7 46,9	173,0 5963,5 100,1	190,0	0,94	0,73	1,70	-	XK	0,12	93,62	6,26			
35	57	648-656	<u>29.02.76</u> 5.03.76	1,106	14,0	7,17	0,14 2,3 0,04	0 0 0	97,1 2738,5 50,0	1,3 65,5 1,2	1,2 97,1 1,8	59,3 2578,2 47,0	159,0 5481,7 100,0	162,6	0,94	0,67	1,65	-	XK	0,08	94,06	5,86		2,86	6,46
36	58	650-659	<u>30.01.76</u> 02.02.76	1,128	16,7	6,53	0,05 0,9 0,01	0 0 0	118,8 3349,6 50,0	2,2 109,2 1,6	1,2 99,5 1,5	72,3 3141,8 46,9	194,5 6701,0 100,0	208,7	0,94	1,10	2,09	-	XK	0,02	93,78	6,2		3,6	14,5
37	58	650-659	<u>27.01.76</u> 29.01.76	1,110	14,6	6,91	0,27 4,5 0,08	0 0 0	101,9 2874,3 49,9	1,3 64,1 1,1	1,1 94,2 1,6	62,6 2720,8 47,3	167,2 5757,9 100,0	158,3	0,95	0,68	1,63	-	XK	0,16	94,52	5,32		2,7	
38	59	649-660	<u>1.03.76</u> 5.03.76	1,114	15,1	-	0,268 4,4 0,07	0 0 0	106,4 3000,0 49,9	1,3 65,5 1,1	1,2 97,1 1,6	65,4 2841,8 47,3	174,5 6008,9 100,0	162,6	0,95	0,67	1,63	-	XK	0,14	94,58	5,28			13,5
39	60	647-657	<u>6.10.72</u> 16.10.72	1,150	19,1	6,9	0,07 1,2 0,02	0 0 0	137,0 3863,7 50,0	1,9 96,8 1,3	0,6 52,4 0,7	85,5 3715,6 48,1	225,1 7729,6 100,0	149,2	0,96	1,8	2,82	-	XK	0,02	96,14	3,84			
40	68	630-639	<u>26.02.74</u> 4.03.74	1,098	12,8	6,95	0,368 6,0 0,12	0 0 0	89,4 2520,6 49,9	1,3 66,0 1,3	1,3 103,0 2,0	64,2 2357,8 46,7	156,6 5053,3 100,0	168,9	0,94	0,64	1,58	-	XK	0,24	93,32	6,44		4,7	33,0
41	70	628-636	<u>29.02.76</u> 05.03.76	1,114	15,0	-	0,464 7,6 0,13	0 0 0	103,5 2919,6 49,9	1,1 54,4 0,9	1,1 89,3 1,5	64,0 2783,5 47,6	170,2 5854,4 100,0	143,7	0,95	0,61	1,52	-	XK	0,26	95,1	4,64		1,3	17,6
42	71	640-650	<u>02.03.76</u> 05.03.76	1,134	17,3	6,75	0,128 2,1 0,08	0,03 0,63 0,01	120,4 3394,9 50,0	1,6 81,6 1,2	1,1 89,3 1,3	74,2 3226,7 47,5	197,5 6795,2 100,1	170,9	0,95	0,91	1,88	0,02	XK	0,06	95,54	4,4		1,6	
43	73	615-622	<u>29.02.76</u> 5.03.76	1,093	12,6	7,19	0,537 0,8 0,18	0 0 0	85,1 2399,0 49,8	1,1 55,8 1,2	1,2 99,8 2,1	51,8 2352,5 46,8	139,7 4908,0 100,0	155,6	0,98	0,56	0,47	-	XM	0,24	94,1	5,66		3,1	
44	76	613-620	<u>29.02.76</u> 5.03.76	1,108	14,3	7,36	0,366 6,0 0,1	0,02 0,37 0,01	100,3 2829,1 49,9	1,2 60,2 1,1	1,3 110,7 2,0	61,3 2664,6 47,0	164,5 5670,9 100,0	170,9	0,94	0,54	1,49	0,01	XK	0,2	93,98	5,82		2,9	6,5
45	77	617-624, 632-635	<u>28.02.80</u> 7.03.80	1,144	18,4	7,15	0,268 4,4 0,08	0,04 0,83 0,03	131,3 3701,8 50,0	1,3 64,6 0,9	1,2 102,1 1,4	81,4 3540,3 47,8	215,5 7414,0 100,1	166,7	0,96	0,63	1,58	0,02	XK	0,1	94,3	5,56		2,99	91,3
46	79	606-611	<u>22.03.74</u> 05.04.74	1,112	14,5	6,3	0,176 2,9 0,05	0 0 0	100,8 2841,6 50,0	1,2 63,0 1,1	1,4 116,0 2,0	61,3 2666,5 46,9	164,9 5689,9 100,0	179,0	0,94	0,54	1,51	-	XK	0,1	93,74	6,16		4,57	25,9
47	83	615-620	<u>13.01.78</u> 25.01.78	1,108	14,3	7,2	0,183 3,0 0,05	0 0 0	96,1 2710,3 50,0	1,2 60,2 1,1	1,2 99,1 1,8	58,7 2554,0 47,1	157,5 5426,7 100,0	159,3	0,94	0,61	1,58	-	XK	0,1	94,14	5,76		7,5	57,8
48	83	615-620	<u>02.04.98</u> 07.04.98	1,150	19,1	8,1	0,305 5 0,06	0,17 3,53 0,05	137,7 3883,6 49,9	1,3 60,0 0,8	0,9 70,0 0,9	86,5 3762,1 48,3	226,9 7784,3 100,0	130,0	0,97	0,86	1,74	0,09	XK	0,12	96,66	3,22			
49	83	615-620	<u>06.07.85</u> 15.07.85	1,144	18,4	5,95	0,244 4,0 0,05	0 0 0	134,6 3796,2 50,0	1,4 67,4 0,9	1,0 81,3 1,1	84,0 3651,5 48,0	221,2 7600,4 100,0	148,7	0,96	0,83	1,78	-	XK	0,1	96,08	3,82	5,1	1,3	77,3
50	83	615-620	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,130	16,8	7,0	0,268 4,4 0,06	0,02 0,33 0,01	118,5 3341,2 49,9	1,4 67,7 1,0	1,1 92,7 1,4	73,3 3185,5 47,6	194,5 6691,9 100,0	160,4	0,95	0,73	1,68	0,01	XK	0,12	95,2	4,68		4,1	92,9
51	83	615-620	<u>02.06.77</u> 15.02.78	1,105	14,0	7,15	0,281 4,6 0,09	0 0 0	95,3 2687,0 49,9	1,2 62,0 1,2	1,2 97,4 1,8	58,2 2532,3 47,0	156,2 5383,1 100,0	159,3	0,94	0,64	1,59	-	XK	0,18	94,08	5,74		3,1	48,2

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
52	88	632-639	<u>22.03.74</u> 05.04.74	1,140	17,7	6,75	0,132 2,2 0,02	0 0 0	128,9 3633,7 50,0	1,7 86,1 1,2	1,1 91,2 1,3	79,5 3458,6 47,6	211,4 7271,7 100,0	177,2	0,95	0,94	1,92	-	XK	0,04	95,14	4,82		2,9	
53	105	620-629	<u>18.05.76</u> 20.05.76	1,147	18,7	7,5	0,207 3,4 0,04	0 0 0	137,1 3865,6 50,0	1,4 69,9 0,9	1,0 85,4 1,1	85,4 3713,7 48,0	225,1 7738,1 100,0	155,3	0,96	0,82	1,78	-	XK	0,08	96	96			
54	107	661-668	<u>17.07.80</u> 18.07.80.	1,154	19,5	6,25	0,195 3,2 0,04	0,03 1,3 0,0	143,2 4037,1 50,0	1,9 94,2 1,2	1,0 83,4 1,0	88,8 3863,0 47,8	235,1 8082,2 100,0	177,6	0,96	1,13	2,09	0,03	XK	0,08	95,6	4,32		4,22	85,02
55	110	654-661	<u>2.10.91</u> 23.10.91	1,156	19,7	6,7	0,171 2,8 0,03	0,06 1,31 0,02	142,5 4019,6 49,7	1,3 63,0 0,8	0,9 71,0 0,9	89,5 3889,8 48,3	234,4 8047,5 99,7	134,0	0,97	0,89	1,83	0,03	XK	0,06	96,68				
56	110	654-651	<u>06.07.85</u> 15.07.85	1,147	18,8	6	0,201 3,3 0,04	0,03 0,54 0,01	139,5 3935,1 50,0	1,3 65,1 0,8	1,0 79,0 1,0	87,3 3794,9 48,2	229,3 7877,8 100,0	144,1	0,96	0,82	1,77	0,01	XK	0,08	96,34	3,58	5,1	1,88	75,38
57	111	623-629	<u>25.05.77</u> 26.05.77	1,121	15,9	6,5	0,329 0,329 0,09	0,02 0,51 0,01	110,2 3107,5 49,9	1,4 68,2 1,1	1,1 89,1 1,4	68,0 2956,1 47,5	181,0 6221,8 100,0	157,3	0,95	0,77	1,70	0,02	XK	0,18	94,94	4,88			
58	112	633-643	<u>2.10.91</u> 23.10.91	1,157	19,8	6,8	0,195 3,2 0,03	0 0 0	146,0 4117,7 50,0	0,2 3,2 0,8	1,0 80,0 1,0	91,5 3976,9 48,3	238,8 8181,0 100,0	*83,2	0,97	0,04	1,76	-	XK	0,06	96,52	3,42			
59	115	607-661	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,144	18,4	6,2	0,22 3,6 0,05	0 0 0	134,1 3781,9 50,0	1,2 60,5 0,8	0,9 77,8 1,0	83,9 3647,1 48,2	220,4 7571,0 100,0	138,4	0,96	0,78	1,73	-	XK	0,1	96,34	3,56	5,32	1,53	74,39
60	121	614-620	<u>05.07.85</u> 15.07.85	1,144	18,4	6	0,256 4,2 0,05	0,13 2,76 0,04	135,4 3819,3 49,9	1,2 60,4 0,8	1,3 106,9 1,4	84,2 3659,0 47,8	222,5 7652,6 100,0	167,3	0,96	0,57	1,50	0,07	XK	0,1	95,62	4,28	5,1		75,92
61	130	666-672	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,150	19,1	6,4	0,122 2 0,03	0,07 1,43 0,02	139,1 3921,6 50,0	1,3 65,0 0,8	0,9 77,5 1,0	87,0 3782,5 48,2	228,5 7850,1 100,0	142,5	0,96	0,84	1,79	0,04	XK		96,3	3,58			
62	131	657-662	<u>16.06.93</u> 21.06.93	1,140	18	6,0	0,701 11,5 0,146	0,26 5,48 0,08	133,8 3773,6 46,3	1,2 60,0 0,7	1,1 87,5 1,1	90,3 3924,1 48,2	232,6 7850,8 96,6	147,5	1,04	0,69	-1,72	0,15	XM	0,16	95,9	3,94			
63	131	657-662	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,151	19,2	6,35	0,104 1,7 0,02	0,04 0,89 0,01	139,1 3921,6 50,0	1,4 67,5 0,9	0,9 75,0 1,0	87,0 3781,7 48,2	228,5 7848,4 100,0	142,5	0,96	0,90	1,87	0,02	XK	0,04	96,4	3,56			
64	132	659-663	<u>04.10.91</u> 23.10.91	1,151	19,3	7	0,158 2,6 0,03	0 0 0	132,1 3725,5 50,0	1,4 70,0 0,9	0,9 70,0 0,9	82,5 3588,1 48,1	217,0 7456,2 100,0	140,0	0,96	1,00	1,96	-	XK	0,06	96,24	3,7			
65	132	659-662	<u>20.06.91</u> 24.06.91	1,151	19,1	6,8	0,268 4,4 0,06	0,02 0,37 0,01	139,1 3921,6 49,9	1,3 63,0 0,8	0,9 73,0 0,9	87,2 3790,4 48,3	228,7 7852,7 100,0	136,0	0,97	0,86	1,80	0,01	XK	0,12	96,54	3,34			
66	138	653-659	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,144	18,5	6,2	0,293 4,8 0,07	0,03 0,55 0,01	128,6 3627,5 49,9	1,2 61,0 0,8	0,9 77,0 1,1	80,4 3494,8 48,1	211,5 7265,7 100,0	138,0	0,96	0,79	1,72	0,02	XK	0,14	96,2	3,66			
67	138	653-658	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,143	18,3	6,6	0,281 4,6 0,06	0,08 1,60 0,02	126,2 3557,6 49,9	1,3 63,5 0,9	1,0 0,8 1,1	78,6 3419,5 48,0	207,4 7047,5 100,0	64,23	0,96	82,42	179,26	0,04	XK	0,12	95,96	3,92	-	4,86	69,07
68	141	567-672	<u>04.10.91</u> 23.10.91	1,150	19,1	6,9	0,098 1,6 0,02	0,04 0,80 0,01	139,1 3921,6 50,0	1,3 65,0 0,8	0,9 72,5 0,9	87,1 3786,5 48,3	228,5 7848,0 100,0	137,5	0,97	0,90	1,86	0,02	XK	0,04	96,5	3,46			
69	145	652-656	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,161	20,3	6,2	0,158 2,6 0,03	0 0 0	150,0 4230,6 50,0	1,6 81,1 1,0	1,0 78,4 0,9	93,7 4073,8 48,1	246,4 8466,4 100,0	159,5	0,96	1,03	2,00	-	XK	0,06	96,22	3,72	5,32	1,38	83,87

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
70	148	653-657	<u>28.01.76</u> 29.01.76	1,127	16,5	6,2	0,061 1 0,01	0 0 0	118,8 3349,6 50,0	2,2 111,7 1,7	1,0 83,5 1,3	72,6 3155,5 47,1	194,7 6701,2 100,0	195,2	0,94	1,34	2,33	-	XK	0,02	96,12	3,62	-	2,01	7,18
71	149	656-663	<u>18.05.76</u> 20.05.76	1,155	19,7	6,9	0,146 2,4 0,03	0 0 0	141,9 4004,5 50,0	1,9 93,2 1,2	1,0 85,4 1,1	88,1 3828,3 47,8	233,0 8013,8 100,0	178,6	0,96	1,09	2,06	-	XK	0,06	95,54	4,4	-	1,59	
72	163	637-340	<u>05.06.23</u> 07.06.23	1,156		6,65	0,35 5,74 0,07	0 0 0	140,2 3948,5 49,89	1,4 70,1 0,89	0,851 69,75 0,88	87,9 3819,78 48,27	230,63 7913,83 100,0	140	0,97	1,0	1,84	-	XK					5,5	80,6
73	166	652-656	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,148			0,159 2,6 0,03	0,04 0,77 0,01	132,1 3725,5 50,0	1,4 67,5 0,9	1,0 82,5 1,1	82,3 3578,9 48,0	217,0 7457,8 100,0	150,0	0,96	0,82	1,78	0,02	XK	0,06	95,98	3,96	4,79	4,5	70,09
74	169	677-680	<u>06.10.98</u> 08.10.98	1,146	18,6	7,7	0,28 4,6 0,06	0 0 0	131,3 3703,6 49,9	1,9 95,0 1,3	1,3 105,0 1,4	80,7 3508,2 47,3	215,5 7416,4 100,0	200,0	0,95	0,90	1,86	-	XK	0,12	94,6	5,28			
75	175	638-642	<u>04.01.90</u> 19.01.90	1,152	19,3	7,3	0,288 4,72 0,05	0,07 1,41 0,02	143,9 4058,0 49,9	1,3 66,0 0,8	1,0 80,8 1,0	90,1 3918,2 48,2	236,7 8129,1 100,0	146,8	0,97	0,82	1,73	0,03	XK	0,1	96,42	3,48	4,93	-	40,56
76	176	652-657	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,152	19,3	6,8	0,268 4,4 0,06	0,04 0,75 0,01	140,8 3970,6 49,9	1,2 60,0 0,8	1,0 80,0 1,0	88,2 3835,8 48,2	231,5 7951,5 100,0	140,0	0,97	0,75	1,69	0,02	XK	0,12	96,48	3,4	5,47	5,18	64,08
77	178	635- 637,5	<u>06.11.15</u> 09.11.15	1,164	20,6	7,3	0,214 3,5 0,04	0 0 0	147,1 4144,14 49,93	1,5 75,15 0,91	0,9 74,75 0,90	92,1 4002,30 48,22	241,80 8299,86 100,0	150,0	0,97	1,01	1,90	0	XK	0,08	96,4	3,52		0,44	12,02
78	180	670-673	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,157	19,9	6,0	0,104 1,7 0,02	0 0 0	147,8 4166,7 50,0	2,1 102,5 1,2	1,2 95,0 1,1	91,3 3970,9 47,6	242,4 8336,8 100,0	197,5	0,95	1,08	2,06	-	XK	0,04	95,26	4,7	10,26	4,13	99,76
79	191	640-642	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,157	19,8	6,5	0,195 3,2 0,01	0 0 0	146,0 4117,7 50,0	1,2 60,0 0,7	1,1 94,0 1,1	91,2 3964,0 48,1	239,7 8238,9 100,0	154,0	0,96	0,64	1,63	-	XK	0,02	96,26	3,72			
80	194	608-611	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,140	17,9	7,0	0,275 4,5 0,06	0,03 0,64 0,01	128,6 3627,5 49,9	1,4 67,5 0,9	1,1 90,0 1,2	79,9 3475,1 47,8	211,3 7265,2 100	157,5	0,96	0,75	1,69	0,02	XK	0,12	95,66	4,22	5,47	3,97	62,63
81	42	664-676	21.11.11	1,154	19,2	5,1	0,23 3,79 0,05	1,40 29,12 0,38	134,04 3779,9 49,56	1,81 90,2 1,18	0,62 51 0,66	84,46 3673,9 48,17	222,5 7627,5 100	140,8	0,97	1,78	2,09	0,76	XK					0,45	5,2
82	232	663-666	<u>10.06.16</u> 13.06.16	1,149	19	6,75	0,207 3,4 0,04	0,015 0,3125 0,0	133,9 3771,2 49,92	1,6 80,15 1,06	1,5 119,6 1,58	82,3 3579,17 47,38	219,48 7553,86 100,0	200,0	0,95	0,67	1,61	0,01	XK	0,08	94,7	5,22		0,37	12,32
83	246	731-1300	<u>16.11.21</u>	1,146	18,7	6,53	0,268 4,4 0,06	0 0 0	130,7 3681,7 49,93	1,8 90,20 1,22	0,973 79,75 1,08	80,9 3517,48 47,70	214,65 7373,52 100,0	170,0	0,96	1,13	2,06	0,0	XK					3,36	100,1
84	255	688,5- 1180	<u>28.03.23</u> -	1,141	-	6,7	0,256 4,2 0,06	0 0 0	130,7 3681,7 49,91	1,4 70,1 0,95	1,033 84,67 1,15	81,3 3536,04 47,94	214,72 7376,67 100,0	155	0,96	0,83	1,72	-	XK					4,23	90,56
Среднее значение по горизонту				1,137	17,6	6,68	0,231	0,291	129,147	1,495	1,15	77,4	206,2	170,5	0,95	1,81	4,2	0,08						3,35	60,6
I-неокомский горизонт																									
85	3	ЭЦВ - 25 110- 136	<u>13.03.98</u> 18.03.98	1,112	14,8	8,15	0,3 4,6 0,1	0 0 0	103,3 2915,3 49,9	1,4 70,0 1,2	1,2 94,7 1,6	63,3 2752,3 47,2	169,4 5837 100	164,7	0,94	0,74	1,72	-	XK	0,16	94,34	5,5			
86	4	ЭЦВ - 25 114- 136	<u>13.03.98</u> 18.03.98	1,104	13,4	8,15	0,4 7,0 0,2	0 0 0	96,4 2718,5 49,9	1,4 70,0 1,3	1,4 115,0 2,1	58,4 2540,5 46,6	158,1 5451,0 100	185,0	0,93	0,61	1,55	-	XK	0,26	93,22	6,52			

87	5	ЭЦВ - 25 107- 133	<u>13.03.98</u> 18.03.98	1,094	12,7	8,1	0,4 5,8 0,1	0 0 0	86,1 2427,3 49,9	1,2 60,0 1,3	1,3 110,0 2,3	52,1 2263,1 46,5	141,0 4866,1 100	170,0	0,93	0,55	1,49	-	XK	0,24	93,02	6,74			
----	---	-------------------------	-----------------------------	-------	------	-----	-------------------	-------------	------------------------	--------------------	---------------------	------------------------	------------------------	-------	------	------	------	---	----	------	-------	------	--	--	--

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
88	6	ЭЦВ - 25, 112- 136	<u>13.03.98</u> 18.03.98	1,102	13,5	8,05	0,4 6,4 0,1	0 0 0	96,4 2718,5 49,9	1,6 80,0 1,5	1,2 100,0 1,9	58,5 2544,9 46,7	158,1 5449,8 100	180,0	0,94	0,80	1,74	-	XK	0,24	93,4	6,36			
89	11	628-631	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,150	19,0	6,75	0,2 4,0 0,1	0,02 0,33 0,01	138,7 3910,1 49,9	1,2 62,2 0,8	1,0 78,4 1,0	86,8 3773,9 48,2	227,9 7828,9 100	140,5	0,97	0,79	1,74	0,01	XK	0,1	96,4	3,5	4,7	1,8	72,8
90	13	ЭЦВ - 25	<u>13.03.98</u> 18.03.98	1,103	13,7	8,15	0,3 5,0 0,3	0 0 0	89,5 2524,3 49,9	1,4 70,0 1,4	1,2 100,0 1,1	54,3 2359,3 46,7	146,7 5058,7 99	170,0	0,93	0,70	1,65	-	XK	0,2	93,28	6,52			
91	13	105-138	<u>2.04.98</u> 7.04.98	1,126	16,4	8	0,2 3,4 0,1	0,07 1,41 0,04	110,2 3106,9 49,9	1,3 65,0 1,1	1,0 85,0 1,4	68,1 2961,7 47,6	180,9 6223,4 100	150,0	0,95	0,76	1,71	0,05	XK	0,12	95,18	4,7			
92	27	649-653	<u>18.05.76</u> 20.05.76	1,118	15,5	6,7	0,5 7,9 0,1	0 0 0	107,5 3032,3 49,9	1,6 77,7 1,3	0,9 75,7 1,2	66,4 2886,8 47,5	176,9 6080,4 100	153,4	0,95	1,03	1,92	-	XK	0,26	96,96	4,78		2,43	58,84
93	29	674-678	<u>06.07.85</u> 15.07.85	1,150	19	6,8	0,2 4,0 0,1	0,02 0,33 0,01	138,7 3910,1 49,9	1,2 62,2 0,8	1,0 78,4 1,0	86,8 3773,9 48,2	227,9 7828,9 100	140,5	0,97	0,79	1,74	0,01	XK	0,1	96,4	3,5	4,73	1,75	72,84
94	29	674-678	<u>06.07.85</u> 15.07.85	1,154	19,5	6,1	0,2 3,8 0,1	0,05 1,00 0,01	146,1 4120,3 49,9	1,3 66,9 0,8	0,9 76,2 0,9	91,6 3981,9 48,3	240,2 8250,1 100	143,1	0,97	0,88	1,82	0,02	XK	0,1	96,54	3,36	5,1	6,67	73,25
95	31	663,5- 666,5	<u>04.10.72</u> 16.10.72	1,126	16,4		0,1 1,8 0,0	0 0 0	112,0 3159,7 50,0	1,6 80,0 1,3	1,3 109,3 1,7	68,4 2972,3 47,0	183,4 6323,0 100	189,2	0,94	0,73	1,72	-	XK	0,06	94,02	5,92			
96	53	664-667	<u>23.01.76</u> 29.01.76	1,106	14	6,7	0,3 4,8 0,1	0 0 0	96,3 2715,9 49,9	1,3 66,0 1,2	1,2 96,7 1,8	58,8 2558,0 47,0	157,9 5441,4 100	162,7	0,94	0,68	1,63	-	XK	0,18	94,02	5,8		2,48	2,58
97	57	666-669	<u>29.02.76</u> 05.03.76	1,106	14	7,2	-	0 0 0	97,1 2738,5 50,0	1,3 65,5 1,2	1,2 97,1 1,8	59,3 2578,2 47,0	158,9 5479,4 100	162,6	0,94	0,67	1,65	-	XK	0,08	94,06	5,86		2,86	6,46
98	59	668-671	<u>03.03.76</u> 05.03.76	1,114	15,1		0,3 4,4 0,1	0 0 0	106,4 3000,0 49,9	1,3 65,5 1,1	1,2 97,1 1,6	65,4 2841,8 47,3	174,5 6008,9 100	162,6	0,95	0,67	1,63	-	XK	0,14	94,58	5,28			13,45
99	60	667-670	<u>6.10.72</u> 16.10.72	1,150	19,5	6,9	0,1 1,2 0,0	0 0 0	137,0 3863,7 50,0	1,9 96,8 1,3	0,6 52,4 0,7	85,5 3715,6 48,1	225,1 7729,6 100	149,2	0,96	1,85	2,82	-	XK	0,02	96,14	3,84			
100	66	644-648	<u>02.03.76</u> 05.03.76	1,116	15,3	7,1	0,4 7,0 0,1	0 0 0	106,4 3000,0 49,9	1,2 60,7 1,0	1,8 97,1 1,6	65,5 2849,4 47,4	175,4 6014,2 100	157,8	0,95	0,62	1,55	-	XK	0,24	94,76	5			
101	68	640-649	<u>26.02.74</u> 04.03.74	1,098	12,8	7,0	0,4 6,0 0,1	0 0 0	89,4 2520,6 49,9	1,3 66,0 1,3	1,3 103,0 2,0	64,2 2357,8 46,7	156,6 5053,3 100	168,9	0,94	0,64	1,58	-	XK	0,24	93,32	6,44		4,7	32,98
102	71	658-660	<u>2.03.76</u> 5.03.76	1,134	14,5	6,3	0,2 2,9 0,1	0 0 0	100,8 2841,6 50,0	1,2 63,0 1,1	1,4 116,0 2,0	61,3 2666,5 46,9	164,9 5689,9 100	179,0	0,94	0,54	1,51	-	XK	0,1	93,74	6,16		4,57	25,89
103	73	628-630	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,150	19,1	6,3	0,3 4,2 0,1	0,02 0,35 0,01	136,4 3846,0 49,9	1,3 64,9 0,8	0,9 73,0 1,0	85,4 3712,7 48,2	224,2 7701,1 100	137,8	0,97	0,89	1,83	0,01	XK	0,1	96,42	3,48	4,1	1,4	74,5
104	73	628-630	<u>29.02.74</u> 05.03.74	1,093	12,6	7,2	0,5 0,8 0,2	0 0 0	85,1 2399,0 49,8	1,1 55,8 1,2	1,2 99,8 2,1	51,8 2352,5 46,8	139,7 4908,0 100	155,6	0,98	0,56	0,47	-	XM	0,24	94,1	5,66		3,07	

105	76	629-632	<u>29.02.76</u> 05.03.76	1,108	14,3	7,4	0,4 6,0 0,1	0,02 0,37 0,01	100,3 2829,1 49,9	1,2 160,2 1,1	1,3 110,7 2,0	61,3 2664,6 47,0	164,5 5770,9 100	270,9	0,94	1,45	1,49	0,01	XK	0,14	94,3	5,56		3,28	4,45
106	78	647-650	<u>02.03.76</u> 05.03.76	1,103	14,5	7,08	0,2 4,0 0,1	0,03 0,27 0,07	100,7 2840,9 49,9	1,4 68,0 1,2	1,1 94,2 1,7	61,7 2683,1 47,2	165,2 5690,4 100	162,1	0,94	0,72	1,68	0,01	XK	0,14	94,3	5,56		3,3	4,5

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
107	79	614-617	<u>22.03.74</u> 05.04.74	1,112	14,5	6,3	0,2 2,9 0,0	0 0 0	100,8 2841,6 50,0	1,2 63,0 1,1	1,4 116,0 2,0	61,3 2666,5 46,9	164,9 5689,9 100	179,0	0,94	0,54	1,51	-	XK	0,1	93,74	6,16		4,57	25,89
108	88	646-655	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,148	18,8	7	0,3 4,7 0,1	0,04 0,92 0,01	135,7 3826,8 49,9	1,3 64,6 0,8	1,0 80,2 1,1	84,8 3687,6 48,1	223,1 7664,8 100	144,8	0,96	0,81	1,74	0,02	XK	0,12	96,22	3,66		5,7	89,9
109	88	646-649	<u>22.03.74</u> 05.04.74	1,140	17,7	6,8	0,1 2,2 0,0	0 0 0	128,9 3633,7 50,0	1,7 86,1 1,2	1,1 91,2 1,3	79,5 3458,6 47,6	211,4 7271,7 100	177,2	0,95	0,94	1,92	-	XK	0,04	95,14	4,82		2,88	
110	114	671-677	<u>17.06.77</u> 20.06.77	1,119	15,6	6,8	0,3 4,2 0,1	0,02 0,36 0,01	108,5 3060,8 49,9	1,3 64,5 1,1	1,1 90,0 1,5	67,0 2910,9 47,5	178,1 6130,7 100	154,5	0,95	0,72	1,67	0,01	XK						
111	115	671-675	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,144	18,4	6,2	0,2 3,6 0,1	0 0 0	134,1 3781,9 50,0	1,2 60,5 0,8	0,9 77,8 1,0	83,9 3647,1 48,2	220,4 7571,0 100	138,4	0,96	0,78	1,73	-	XK	0,1	96,34	3,56	5,32	1,53	74,39
112	120	626-630	<u>5.07.85</u> 15.07.85	1,136	17,6	6,1	0,3 4,1 0,1	0,02 0,40 0,01	125,6 3541,6 49,9		1,1 90,6 1,3	77,6 3374,1 47,6	204,6 7010,8 99	90,6	0,95	0,00	1,85	0,01	XK	0,12	95,14	4,74	5,1	2,06	84,52
113	121	628-631	<u>5.07.85</u> 15.07.85	1,144	18,4	6,0	0,3 4,2 0,1	0,13 2,76 0,04	135,4 3819,3 49,9	1,2 60,4 0,8	1,3 106,9 1,4	84,2 3659,0 47,8	222,5 7652,6 100	167,3	0,96	0,57	1,50	0,07	XK	0,1	95,62	4,28	5,1	отс	75,92
114	123	623-629	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,146	18,6	6,7	0,3 4,4 0,1	0,04 0,81 0,01	129,6 3653,7 49,9	1,2 61,5 0,8	0,9 77,9 1,1	80,9 3519,5 48,1	213,0 7317,8 100	139,4	0,96	0,79	1,72	0,02	XK	0,12	96,2	3,68		4,63	65,97
115	123	623-628	<u>25.05.77</u> 26.05.77	1,108	14,4	6,8	0,3 5,2 0,1	0,05 1,06 0,02	100,3 2827,2 49,9	1,3 62,6 1,1	1,2 95,7 1,7	61,5 2675,1 47,2	164,6 5666,8 100	158,3	0,95	0,65	1,59	0,04	XK	0,18	94,42	5,4			
116	124	629-636	<u>25.05.77</u> 26.05.77	1,126	16,4	6,4	0,3 5,7 0,1	0,02 0,46 0,01	116,0 3271,1 49,9	1,3 62,6 0,1	1,1 88,2 1,3	71,9 3126,6 47,7	190,6 6554,5 99	150,7	0,96	0,71	1,64	0,01	XK	0,18	95,42	4,4			
117	125	639-662	<u>26.03.81</u> 27.03.81	1,146	18,7	6,35	0,3 4,2 0,1	0,03 0,69 0,01	134,5 3793,9 49,9	1,2 61,5 0,8	1,0 78,3 1,0	84,2 3659,0 48,2	221,2 7597,6 100	139,8	0,96	0,79	1,72	0,02	XK	0,1	96,32	3,58		3,9	76,1
118	133	664-666	<u>6.07.85</u> 15.07.85	1,147	18,2	6,1	0,3 4,2 0,1	0,05 1,00 0,01	138,7 3911,9 49,9	2,2 1,2 60,4	1,0 81,3 1,0	86,8 3775,4 48,2	229,1 7775,0 160	82,5	0,97	0,01	1,68	0,03	XK	0,1	96,4	3,52	4,46	1,8	72,8
119	148	664-670	<u>28.01.76</u> 29.01.76	1,127	16,5	6,2	0,1 1,0 0,0	0 0 0	118,8 3349,6 50,0	0,8 111,7 1,7	1,0 83,5 1,3	72,6 3155,5 47,1	193,2 6701,2 100	195,2	0,94	1,34	2,33	-	XK	0,02	96,12	3,62		2,01	7,18
120	254	920,02-1095,62	<u>07.06.23</u> -	1,1563		7,01	0,265 4,34 0,05	0 0 0	144,7 4075,8 49,91	1,4 70,1 0,86	1,033 84,67 1,04	90,4 3930,91 48,14	237,8 8165,86 100,0	155	0,96	0,83	1,71	-	XK					5,92	87,52
Среднее значение по горизонту				1,126	16,1	6,9	0,273	0,037	115,5	1,348	1,127	71,6	189,8	158,5	1,0	0,8	1,7							3,4	52,0
Апт-неокомский+I-неокомский горизонт																									
121	11	612-619, 628-631	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,149	19,1	6,9	0,3 4,4 0,1	0,04 0,89 0,01	131,3 3701,8 49,9	1,2 60,4 0,8	1,0 79,2 1,1	82,1 3567,5 48,1	215,8 7414,1 100	139,6	0,96	0,76	1,70	0,02	XK	0,12	96,24	3,64		4,31	89,34
122	29	657-669, 674-679	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,156	19,7	6,8	0,1 2,4 0,0	0,03 0,66 0,01	142,5 4019,6 50,0	1,3 64,0 0,8	0,9 78,0 1,0	89,3 3880,7 48,2	234,2 8045,4 100	142,0	0,97	0,82	1,78	0,02	XK	0,06	96,46	3,48			

123	29	657-669, 674-678	<u>06.07.85</u> 15.07.85	1,154	19,5	6,1	0,2 3,8 0,1	0,05 1,00 0,01	146,1 4120,3 49,9	1,3 66,9 0,8	0,9 76,2 0,9	91,6 3981,9 48,3	240,2 8250,1 100	143,1	0,97	0,88	1,82	0,02	XK	0,1	96,54	3,36	5,1	6,67	73,25
124	34	664-670, 678-681	<u>16.06.93</u> 21.06.93	1,150	19,1	6,8	0,3 4,2 0,1	0 0 0	140,5 3962,3 50,0	1,3 65,0 0,8	1,2 100,0 1,3	87,4 3801,5 47,9	230,7 7933,0 100	165,0	0,96	0,65	1,61	-	XK	0,1	95,84	4,06			

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
125	35	680-683, 667-671	<u>20.06.91</u> 24.06.91	1,159	20,1	6,6	0,2 2,6 0,0	0 0 0	149,5 4215,7 50,0	1,6 80,0 1,0	0,9 75,0 0,9	93,5 4063,3 48,2	245,6 8436,6 100	155,0	0,96	1,07	2,03	-	XK	0,06	96,32	3,62			
126	53	649-657, 664-667	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,155	19,7	6,6	0,2 3,3 0,0	0,02 0,44 0,01	142,5 4019,6 50,0	1,3 65,0 0,8	0,9 75,0 0,9	89,3 3883,4 48,3	234,3 8046,8 100	140,0	0,97	0,87	1,82	0,01	XK	0,08	96,52	3,4			
127	53	649-667	07.03.80	1,128	16,6	7,02	0,2 4,0 0,1	0 0 0	117,6 3317,2 49,9	1,4 68,8 1,0	1,2 97,9 1,5	72,6 3154,5 47,5	193,0 6642,4 100	166,7	0,95	0,70	1,66	-	XK	0,12	94,98	4,9		4,46	93,15
128	53	649-657	<u>23.01.76</u> 29.01.76	1,106	14,0	6,66	0,3 4,8 0,1	0 0 0	96,3 2715,9 49,9	1,3 66,0 1,2	1,2 96,7 1,8	58,8 25,6 47,0	157,9 2909,0 100	162,7	*0,01	0,68	27,83	-	XK	0,18	94,02	5,8		2,48	2,58
129	56	650-657, 664-667	<u>2.10.91</u> 23.10.91	1,156	19,8	6,8	0,1 2,4 0,0	0 0 0	146,0 4117,7 50,0	1,2 60,0 0,7	0,9 76,0 0,9	91,6 3984,1 48,4	239,9 8240,2 100	136,0	0,97	0,79	1,76	-	XK	0,06	96,7	3,24			
130	57	648-656, 666-669	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,128	16,6	7,3	0,3 5,0 0,1	0 0 0	111,1 3134,5 49,9	1,4 68,8 1,1	1,2 101,1 1,6	68,3 2969,7 47,3	182,4 6279,0 100	169,8	0,95	0,68	1,63	-	XK	0,16	94,6	5,24		10	83,7
131	57	643-656, 669-666	<u>21.04.77</u> 15.02.78	1,150	19,1	6,6	0,1 2,2 0,0	0 0 0	139,8 3913,6 50,0	1,1 104,0 1,3	1,1 90,7 1,2	85,6 37,2 47,5	227,7 4147,7 100	194,7	*0,01	1,15	42,73	-	XK	0,06	95,02	4,92		4,88	91,02
132	61	645-647, 667-670	<u>21.04.77</u> 15.02.78	1,126	16,4	6,8	0,2 3,0 0,1	0 0 0	118,1 3329,5 50,0	1,4 70,8 1,1	1,1 88,5 1,3	74,0 3173,2 47,6	194,7 6665,0 100	159,3	0,95	0,80	1,77	-	XK	0,1	95,22	4,68		3,05	70,21
133	72	617-631	<u>03.02.80</u> 07.03.80	1,123	16,1	7,3	0,3 5,0 0,1	0,04 0,83 0,01	109,1 3076,8 49,9	1,3 66,7 1,1	1,3 104,2 1,7	66,9 2911,8 47,2	179,0 6165,3 100	170,8	0,95	0,64	1,58	0,03	XK	0,16	94,46	5,38		7,37	82,98
134	73	647-649, 654-659	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,150	19,1	6,8	0,3 4,2 0,1	0,04 0,73 0,01	139,1 3921,6 49,9	1,3 63,0 0,8	0,9 75,0 1,0	87,1 3788,5 48,2	228,7 7853,1 100	138,0	0,97	0,84	1,77	0,02	XK	0,1	96,48	3,42			
135	77	617-624 632-635	<u>28.02.80</u> 7.03.80	1,144	18,4	7,15	0,3 4,4 0,1	0,04 0,83 0,01	131,3 3701,8 49,9	1,3 64,6 0,9	1,2 102,1 1,4	81,4 3540,3 47,8	215,5 7414,0 100	166,7	0,96	0,63	1,58	0,02	XK	0,12	95,5	4,38		3,0	91,3
136	81	602-608, 616-619	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,129	16,8	6,6	0,3 5,0 0,1	0,05 1,00 0,02	120,7 3404,8 49,9	1,3 67,3 1,0	1,0 84,1 1,2	75,0 3259,4 47,8	198,4 6821,6 100	151,4	0,96	0,80	1,73	0,03	XK	0,14	95,56	4,3		8,22	70,37
137	84	619-620, 632-634	<u>2.10.91</u> 23.10.91	1,154	19,6	6,8	1,2 20,0 0,2	0,01 0,27 0,01	142,5 4019,6 49,8	1,3 65,0 0,8	1,0 80,0 1,0	89,6 3894,9 48,2	235,6 8079,8 100	145,0	0,97	0,81	1,56	0,01	XK	0,48	96,42	3,1			
138	107	661-668	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,154	19,5	6,25	0,2 3,2 0,0	0,03 0,58 0,01	143,2 4037,1 50,0	1,9 94,2 1,2	1,0 83,7 1,0	88,8 386,3 47,8	235,1 4605,1 100	177,9	*0,09	1,13	43,64	0,01	XK	0,08	95,6	4,32		4,2	85,0
139	115	607-661, 671-675	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,144	18,4	6,2	0,2 3,6 0,1	0 0 0	134,1 3781,9 50,0	1,2 60,5 0,8	0,9 77,8 1,0	83,9 3647,1 48,2	220,4 7571,0 100	138,4	0,96	0,78	1,73	-	XK	0,1	96,34	3,56	5,32	1,53	74,39
140	116	654-664, 672-677	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,142	18,2	6,8	0,2 4,0 0,1	0,05 0,97 0,01	124,4 3512,4 50,0	1,3 63,5 0,9	0,9 76,6 1,1	77,6 3374,1 48,0	205 7032 100	140,1	0,96	0,83	1,81	0,03	XK	0,12	95, 96	3,92		3,58	67,58
141	116	654-664, 672-676	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,138	17,7	7,2	0,2 3,2	0 0	126,2 3557,6	1,4 68,8	1,2 97,9	78,1 3394,1	207,0 7121,5	166,7	0,95	0,70	1,67	-	XK	0,1	95,32	4,58		3,54	91,43

							0,1	0	50,0	1,0	1,4	47,7	100												
142	177	639-644, 654-657	<u>04.05.01</u> 07.05.01	1,158	19,9	7,75	0,3 5,0 0,1	0,39 8,06 0,10	145,3 4097,5 49,8	1,6 80,0 1,0	1,1 90,0 1,1	90,6 3940,6 47,9	239,3 8221,2 100	170,0	0,96	0,89	1,74	0,20	XK	0,12	95,86	4,02			
143	118	667-668 640-650	<u>28.02.80</u> 7.03.80	1,145	18,5	7,1	0,2 3,9 0,1	0,02 0,48 0,01	133,0 3749,9 49,9	1,3 65,6 0,9	1,1 92,7 1,2	88,7 3595,9 47,9	224,4 7508,5 100	158,3	0,96	0,71	1,66	0,01	XK	0,1	95,8	4,1		3,72	89,93

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
144	119	615-620, 627-630	<u>16.06.93</u> 21.06.93	1,183	22,6	7,0	0,2 4,0 0,0	6,46 133,75 1,35	170,6 4815,4 48,6	2,1 105,0 1,1	3,8 308,9 3,1	104,3 4534,7 45,8	287,5 9902 100	413,9	0,94	0,34	0,91	*2,7	XM	0,08	91,62	8,3			
145	119	615-620, 627-630	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,128	16,7	6,9	0,3 4,7 0,1	0,06 1,33 0,02	117,3 3307,5 49,9	1,3 63,5 1,0	1,1 6,5 1,3	72,8 3163,6 47,7	192,7 6547,1 100	70,0	0,96	9,72	22,05	0,04	XK	0,14	95,46	4,4		4,8	64,46
146	121	614-620. 628-632	<u>05.07.85</u> 15.07.85	1,144	18,4	6,0	0,3 4,2 0,1	0,13 2,76 0,04	135,4 3819,3 49,9	1,2 60,4 0,8	1,3 106,9 1,4	84,2 3659,0 47,8	222,5 7652,6 100	167,3	0,96	0,57	1,50	0,07	XK	0,1	95,62	4,28	5,1	75,92	
147	121	614-620, 628-631	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,147	18,7	6,8	0,3 4,9 0,1	0 0 0	135,4 3818,2 49,9	1,3 63,5 0,8	0,9 73,1 1,0	84,8 3686,6 48,2	222,6 7646,3 100	136,5	0,97	0,87	1,80	-	XK	0,12	96,42	3,46		6,77	101,12
148	133	650-654, 664-666	<u>20.06.91</u> 24.06.91	1,150	19	6,6	0,3 4,4 0,1	0,03 0,62 0,01	139,1 3921,6 49,9	1,2 61,0 0,8	0,9 76,0 1,0	87,2 3789,6 48,3	228,7 7853,2 100	137,0	0,97	0,80	1,74	0,02	XK	0,12	96,5	3,38			
149	133	650-654, 664-666	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,167	21	7,0	0,4 7,0 0,1	0,04 0,89 0,01	155,2 4377,6 49,9	1,1 55,8 0,6	0,7 61,5 0,7	98,2 4268,2 48,7	255,7 8771,0 100	117,3	0,98	0,91	1,78	0,02	XK	0,16	97,32	2,52		4,22	70,37
150	134	675-678, 660-667	<u>16.06.93</u> 21.06.93	1,150	19,1	6,0	0,4 6,5 0,1	0 0 0	140,5 3962,3 49,9	1,5 75,0 0,9	0,9 72,5 0,9	87,9 3821,3 48,2	231,2 7937,6 100	147,5	0,96	1,03	1,94	-	XK	0,16	96,3	3,54			
151	134	660-667, 670-672	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,152	19,3	7,0	0,1 2,0 0,0	0 0 0	135,6 3823,6 50,0	1,3 64,0 0,8	0,9 76,0 1,0	84,8 3685,6 48,2	222,7 7651,1 100	140,0	0,96	0,84	1,82	-	XK	0,06	96,24	3,7			
152	140	622-627, 634-643	<u>02.04.98</u> 07.04.98	1,150	19,1	6,8	0,3 5,0 0,1	0,12 2,49 0,03	137,7 3883,6 49,9	1,2 60,0 0,8	0,9 70,0 0,9	86,5 3761,1 48,3	226,7 7782,2 100	130,0	0,97	0,86	1,75	0,06	XK	0,14	96,66	3,2		0,1	
153	142	654-660, 672-674	<u>02.10.91</u> 23.10.91	1,155	19,6	6,8	0,2 3,0 0,0	0 0 0	142,5 4019,6 50,0	1,3 64,0 0,8	0,8 68,0 0,9	89,5 3890,6 48,4	234,3 8045,3 100	132,0	0,97	0,94	1,90	-	XK	0,08	96,72	3,2			
154	191	640-656	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,151	19,2	6,9	0,2 3,8 0,1	0,02 0,48 0,01	135,6 3823,6 49,9	1,3 65,0 0,9	1,0 80,0 1,0	84,7 3682,8 48,1	222,8 7655,7 100	145,0	0,96	0,81	1,76	0,01	XK	0,1	96,22	3,68	4,79	2,32	72,77
155	222	609-610	<u>07.12.22</u> <u>13.12.22</u>	1,1592		6,59	0,28 4,59 0,06	0 0 0	141,6 3989,2 49,91	1,5 75,15 0,94	1,216 99,67 1,25	87,96 3824,48 47,85	232,58 7993,13 100,0	175	0,96	0,75	1,65	-	XK					5,46	217,36
Среднее значение по горизонту				1,146	18,7	6,8	0,271	0,35	134,36	1,384	1,113	83,8	221,15	159,7	1,0	1,1	5,3	0,03						7,5	86,4

Объект - II

Промежуточный горизонт

156	84	641-650	<u>03.03.80</u> 07.03.80	1,133	17,2	7	0,3 5,0 0,1	0,54 11,13 0,16	122,7 3461,4 49,8	1,4 70,3 1,0	1,0 85,9 1,2	76,4 3321,3 47,8	202,4 6955,1 100	156,3	0,96	0,82	1,63	0,32	XK	0,14	95,5	4,36		7,78	87,19
157	94	630-637	<u>16.06.93</u> 21.06.93	1,153	19,4	6,5	0,1 2,4 0,0	0 0 0	140,5 3062,3 50,0	1,8 90,0 1,1	1,1 90,0 1,1	91,1 3784,7 47,7	234,7 7029,4 100	180,0	1,24	1,00		0,00	XM	0,06	95,44	4,5			
158	120	633-637	<u>05.07.85</u> 15.07.85	1,136	17,6	6,1	0,3 4,1 0,1	0,02 0,40 0,01	125,6 3541,6 49,9	1,6 81,3 1,2	1,1 90,6 1,3	77,6 3374,1 47,6	206,2 7092,1 100	171,9	0,95	0,90	1,85	0,01	XK	0,12	95,14	4,74	5,1	2,06	84,52
Среднее значение по горизонту				1,141	18,1	6,5	0,24	0,28	129,6	1,61	1,08	81,7	214,4	169,4	1,05	0,91	1,74	0,11						4,92	85,86

II-неокомский горизонт																									
159	160	642-648	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,143	18,3	7,1	0,4 5,8 0,1	0,03 0,66 0,03	130,4 3676,5 49,9	1,3 62,5 0,9	1,0 85,0 1,2	81,3 3535,5 48,0	214,4 7365,9 100	147,5	0,96	0,74	1,66	0,02	XK	0,16	96	3,84	5,47	3,28	65,98
160	161	642-645	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,150	19,1	6,85	0,4 6,9 0,1	0,02 0,44 0,03	139,1 3921,6 49,9	1,3 62,5 0,8	1,0 85,0 1,1	87,0 3781,4 48,1	228,8 7857,9 100	147,5	0,96	0,74	1,65	0,01	XK	0,16	96,24	3,6	4,11	3,17	66,09

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
161	163	641-652	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,152	19,3	6,75	0,4 6,2 0,1	0,04 0,84 0,03	139,1 3921,6 49,9	1,3 6250 0,8	1,0 80,0 1,0	87,1 3786,1 48,2	228,8 14044,8 100	633,0	0,97	78,13	1,69	0,02	XK	0,16	96,36	3,48	13	3,44	65,82
162	164	651-655	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,148	18,9	7,3	0,4 6,6 0,1	0,02 0,31 0,03	135,6 3823,6 49,9	1,2 62,0 0,8	0,9 76,0 0,1	84,9 3692,5 48,2	223,1 7660,9 99	138,0	0,97	0,82	1,72	0,01	XK	0,18	96,4	3,42	4,79		70,67
163	197	642-648	<u>28.08.90</u> 29.08.90	1,150	19,1	6,95	0,3 4,1 0,1	0,03 0,58 0,03	137,3 3872,6 50,0	1,2 60,0 0,8	1,0 82,5 1,1	85,9 3734,8 48,2	225,7 7754,5 100	142,5	0,96	0,73	1,67	0,01	XK	0,1	96,34	3,56	4,11	3,65	60,28
164	7	678-685	17.04.65	1,147	18,5	-	0,03 0,5 0,0	0,29 5,90 0,09	116,2 3281,1 49,9	1,6 80,7 1,2	1,0 80,6 1,2	71,8 3123,2 47,5	191 6572 100	161,3	0,95	1,00	1,96	0,18	XK						
165	7	677-678	00.05.63	1,155	19,3	-	0,1 2,2 0,0	0,01 0,23 0,00	123,4 3482,6 49,9	3,0 147,2 2,1	10,8 884,3 12,7	56,6 2458,7 35,2	193,8 6975 100	103,5	0,71	0,17	1,16	0,01	XK						
166	76	654-660	<u>29.02.76</u> 05.03.76	1,108	14,3	7,36	0,4 6,0 0,1	0,02 0,37 0,01	100,3 2829,1 49,9	1,2 60,2 1,1	1,3 110,7 2,0	61,3 2664,6 47,0	164,5 5670,9 100	170,9	0,94	0,54	1,49	0,01	XK	0,2	93,98	5,82		2,49	2,49
167	76	663,5-665,5; 667,5-669	<u>01.02.23</u> 03.02.23	1,158		6,69	0,302 4,95 0,06	0 0 0	141,6 3989,2 49,9	1,4 70,15 0,88	1,124 92,13 1,15	88,3 3837,3 48,0	232,71 7993,78 100,0	162	0,96	0,76	1,65	-	XK					4,62	208,52
168	86	661-669	<u>04.12.84</u> 14.12.84	1,153	19,4	6,4	0,1 1,6 0,0	0 0 0	136,4 3846,0 50,0	2,2 108,1 1,4	1,1 86,5 1,1	84,0 3653,0 47,5	223,7 7695,2 100	194,6	0,95	1,25	2,23	-	XK	0,04	94,94	5,02	5,32	1,59	98,31
169	86	661-669	<u>21.04.77</u> 15.02.78	1,153	19,5	6,5	0,1 2,2 0,0	0 0 0	140,8 3972,1 50,0	2,2 108,4 1,4	1,1 90,7 1,1	86,8 3775,1 47,5	231,1 7948,5 100	199,1	0,95	1,20	2,17	-	XK	0,06	95	4,94		7,89	87,35
170	86	661-669	<u>02.03.76</u> 05.03.76	1,154	19,5	-	0,1 2,3 0,0	0 0 0	140,4 3960,7 50,0	2,2 111,7 1,4	1,1 91,3 1,2	86,5 3760,1 47,4	230,4 7926,0 100	202,9	0,95	1,22	2,20	-	XK	0,04	94,88	6,08		2,35	
171	93	645-657	<u>16.06.93</u> 21.06.93	1,154	19,6	6,8	0,3 4,1 0,1	0,05 1,03 0,02	140,5 3962,3 49,9	1,4 70,0 0,9	1,0 80,0 1,0	87,8 3818,4 48,1	231,0 7935,8 100	150,0	0,96	0,88	1,80	0,03	XK	0,1	96,22	3,68			
172	93	645-657	<u>26.03.81</u> 27.03.81	1,142	18,2	6,35	0,2 3,0 0,0	0 0 0	131,1 3696,6 50,0	1,7 85,7 1,2	1,1 89,5 1,2	81,1 3524,4 47,6	215,1 7399,3 100	175,2	0,95	0,96	1,92	-	XK	0,08	95,26	4,66		3,49	89,75
173	93	645-657	<u>22.03.74</u> 05.04.74	1,155	19,3	6,4	0,1 2,1 0,0	0,12 2,54 0,03	145,1 4092,0 50,0	1,6 80,0 1,0	1,7 139,9 1,7	89,1 3875,5 47,3	237,8 8192,1 100	219,9	0,95	0,57	1,55	0,06	XK	0,04	94,62	5,34		1,8	
174	96	646-653	<u>04.10.91</u> 23.10.91	1,151	19,1	6,7	0,1 2,4 0,0	0,04 0,92 0,01	189,1 3921,6 50,0	1,2 60,0 0,8	1,0 185,0 1,1	86,9 3779,9 48,2	278,4 7949,8 100	245,0	0,96	0,32	0,77	0,02	XM	0,06	96,32	3,62			
175	96	646-653	<u>05.07.85</u> 15.07.85	1,140	18	6,1	0,4 6,9 0,1	0,02 0,46 0,01	128,0 3611,0 49,9	1,2 60,5 0,8	1,1 88,3 1,2	79,8 3469,7 48,0	210,6 7236,8 100	148,8	0,96	0,68	1,60	0,01	XK	0,1	96,08	3,82	5,1	2,01	72,58
176	96	646-653	<u>03.03.80</u> 07.03.80	1,124	16,1	6,6	0,4 6,4 0,1	0,01 0,17 0,02	112,5 3173,0 49,9	1,3 64,6 1,0	1,2 97,9 1,5	69,4 3017,0 47,5	184,8 6359,0 100	162,5	0,95	0,66	1,59	0,01	XK	0,2	94,9	4,9		4,09	86,26

177	97	639-643	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,090	12,7	7,5	0,6 10,0 0,2	0 0 0	81,0 2283,6 49,8	1,2 59,4 1,3	1,2 101,0 2,2	49,1 2133,1 46,5	133,1 4587,1 100	160,4	0,93	0,59	1,49	-	XK	0,44	93,02	6,54		5,23	76,55
178	99	633-639	<u>28.02.80</u> 07.03.80	1,142	18,2	7,2	6,3 4,2 0,1	0 0 0	129,6 3653,7 49,9	1,3 62,5 0,9	1,5 122,9 1,7	79,9 3472,5 47,5	218,4 7315,8 100	185,4	0,95	0,51	1,47	-	XK	0,12	94,94	4,94		4,11	89,54
179	99	635-639	<u>3.04.74</u> 5.03.74	1,154	19,3	6,3	0,1 2,1 0,0	0 0 0	145,2 4094,9 50,0	2,2 110,0 1,3	1,5 124,3 1,3	88,8 3862,6 47,1	237,9 8193,9 100	234,3	0,94	0,88	1,87	-	XK	0,06	94,28	5,66		3,13	

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
180	105	655-659	<u>18.05.76</u> 20.05.76	1,147	18,7	7,5	0,2 3,4 0,0	0 0 0	137,1 3865,6 50,0	1,4 69,9 0,9	1,0 85,4 1,1	85,4 3713,7 48,0	225,1 7738,1 100	155,3	0,96	0,82	1,78	-	XK	0,08	96	3,92			
181	105	630-632	<u>23.08.23</u> 28.08.23	1,153		6,8	0,213 3,49 0,04	0 0 0	140,5 3959,0 49,92	1,2 60,1 0,76	0,912 74,75 0,94	88,2 3833,13 48,33	231,04 7930,52 100,0	135	0,97	0,8	1,68	-	XK					4,23	92,57
182	127	642-646	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,144	18,4	6,3	0,3 4,3 0,1	0 0 0	136,3 3842,6 49,9	1,2 61,5 0,8	0,9 77,9 1,0	85,3 3707,4 48,2	224,0 7693,7 100	139,4	0,96	0,79	1,73	-	XK	0,12	96,36	3,52		3,5	67,76
183	250	795-1104	<u>04.10.22</u> =	1,156		7,07	0,24 3,93 0,05	0 0 0	139,8 3939 49,92	1,3 65,1 0,82	1,185 97,13 1,23	87,1 3786,04 47,98	229,64 7891,25 100,0	162	0,96	0,67	1,58	-	XK					3,78	192,4
184	252	747,23-1270	<u>22.07.22</u> <u>28.07.22</u>	1,153		6,68	0,11 1,8 0,02	0 0 0	140,7 3964,2 49,94	1,4 70,15 0,88	1,094 89,67 1,13	87,7 3811,57 48,02	231,0 7937,36 100,0	160	0,96	0,78	1,7	-	XK						
Среднее значение по горизонту				1,145	18,3	6,8	0,483	0,041	133,73	1,522	1,5	81,037	218,3	186	0,95	3,74	1,68	0,03						3,6	87,8
I-II-неокомский горизонт																									
185	74	630-633, 655-660	<u>03.03.80</u> 07.03.80		16,3	7,1	0,3 5,2 0,1	0 0 0	115,9 3269,1 49,9	1,4 68,8 1,1	1,1 89,6 1,4	71,7 3116,0 47,6	190,4 6548,6 100	158,3	0,95	0,77	1,71	-	XK	0,16	95,16	4,68		3,65	91,98
186	74	652-654 661,5-663,5	<u>09.08.17</u>	1,1505	19,2	6,77	0,323 5,3 0,07	0 0 0	138,9 3913,01 49,91	1,202 60,10 0,77	0,912 74,75 0,95	87,118 3787,74 48,31	228,47 7840,90 100,0	135,0	0,97	0,80	1,68	0,0	XK	0,14	96,56	3,3		0,84	27,3
187	111	663-665, 635-638	<u>16.06.93</u> 21.06.93	1,156	19,4	6,8	0,3 5,0 0,1	0,16 3,34 0,04	133,8 3773,6 49,9	1,4 70,0 0,9	1,2 95,0 1,3	83,2 3615,9 47,8	220,0 7562,9 100	165,0	0,96	0,74	1,66	0,09	XK	0,1	95,64	4,26			
188	136	647-651, 669-673	<u>17.07.80</u> 18.07.80	1,138	17,7	6,8	0,1 2,4 0,0	0,04 0,81 0,01	125,9 3550,7 50,0	1,3 67,3 1,0	0,9 76,9 1,1	78,4 3409,7 48,0	206,8 7107,9 100	144,2	0,96	0,88	1,83	0,02	XK	0,06	95,94	4		4,5	70,09
189	76	654-660, 629-632, 613-620	18.7.77	1,164	20,6	7,0	2,1 34,0 0,4	1,94 40,42 0,46	152,4 4299,2 49,2	4,5 225,4 2,6	2,4 195,3 2,2	90,9 3952,9 45,2	254,3 8747,2 100	420,7	0,92	1,15	1,77	0,93	XK	0,78	90,4	8,82			
Среднее значение по горизонту				1,152	18,6	6,9	0,63	0,54	133,4	2,0	1,3	82,3	220,0	204,6	0,95	0,87	1,73	0,04						3,0	63,12
Объект - III																									
Среднеюрский горизонт																									
190	14	890-892	5.06.65	1,185	22,5		0,02 0,26 0,05	0,12 2,42 0,29	14,4 405,1 49,9	0,05 2,7 0,4	0,06 4,9 0,6	9,20 400,2 49,1	239,2 815,6 100		0,99	0,56	1,00	0,59	XK	-	-	-			
191	80	после экспер.	<u>5.10.92</u> 6.11.92	1,154	19,5	7,0	0,21 3,40 0,06	0,02 0,48 0,03	140,5 3962,3 50,0	1,4 67,5 0,9	1,0 82,5 1,1	87,80 3817,4 48,1	230,9 7933,6 100	150,0	0,96	0,82	1,76	0,01	XK	0,08	96,22	3,7			
192	101a	760,5-763; 764,5-767; 770-771	<u>02.04.2025</u>	1,1923		6,4	0,405 6,64 0,07	0,886 18,5 0,2	172,8 4867,6 49,7	0,651 32,55 0,33	0,41 33,61 0,34	111,2 4834,3 49,36	286,34 9793,16 100,0	66,2	0,99	0,97	0,99	-	XK					1,27	48,02
193	108	773-775; 831-833; 834,5-836,5	<u>19.04.22</u>	1,1873		6,47	0,159 2,61 0,03	1,731 36,1 0,4	167,45 4716,8 49,56	1,2 57,6 0,61	0,669 54,84 0,58	106,9 4649,61 48,85	278,1 9517,56 100,0	112,5	0,99	1,05	1,23	-	XK					2,94	143,26

194	202	700-704 706-709	<u>14.03.19</u>	1,1924	23,6	7,07	0,311 5,1 0,05	0,57 11,88 0,12	170,1 4791,2 49,79	0,401 20,05 0,21	0,547 44,84 0,47	109,2 4749,96 49,36	281,17 9623,03 100,0	65,0	0,99	0,45	0,92	0,25	XM						
195	203	710-716 736- 739	<u>14.03.19</u>	1,1904	23,3	7,08	0,323 5,3 0,06	0,344 7,17 0,07	170,1 4791,2 49,84	0,301 15,05 0,16	0,486 39,84 0,41	109,4 4755,43 49,46	280,92 9613,99 100,0	55,0	0,99	0,38	0,90	0,15	XM						
196	204	717-721	<u>19.10.17</u>	1,1927	23,6	6,82	0,244 4,0 0,04	0,546 11,38 0,12	172,8 4867,5 49,81	0,501 25,05 0,26	0,426 34,92 0,36	111,1 4828,30 49,41	285,56 9771,11 100,0	60,0	0,99	0,72	1,12	0,23	XK	0,08	98,78	1,14		1,05	38,74

Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
197	206	889-895	03.09.12	1,198	24,1	6,3	0,34 5,61 0,06	1,20 24,90 0,25	177,29 4999,7 49,68	0,80 40,0 0,40	1,70 140 1,39	111,56 4852,7 48,22	292,9 10062,8 100	179,9	0,97	0,29	1,05	0,50	XK					3,85	7,08
198	206	872-874 879-882 889-893	<u>17.05.17</u>	1,1974	24,1	7,04	0,29 4,8 0,05	1,371 28,56 0,29	176,4 4969,4 49,64	0,902 45,10 0,45	0,547 44,84 0,45	113,1 4918,26 49,13	292,64 10010,89 100,0	90,0	0,99	1,01	1,14	0,57	XK	0,1	98,2	1,7		0,42	20,93
199	207	608,5-609,3 705-707	21.05.12	1,191	23,4	6,4	0,38 6,20 0,06	0,24 5,01 0,05	170,5 4807,4 49,89	1,00 50,0 0,52	1,05 86 0,89	107,6 4681,1 48,58	280,8 9635,9 100	136,2	0,97	0,58	1,46	0,10	XK					3,62	6,25
200	207	608-611 716-719	<u>10.10.14</u> <u>15.10.14</u>	1,185	22,8	6,24	0,073 1,2 0,01	1,73 36,04 0,39	160,6 4523,9 49,57	1,3 65,00 0,71	0,91 74,59 0,82	101,8 4426,09 48,50	266,41 9126,86 100,0	139,8	0,98	0,87	1,31	0,79	XK					0,38	11,6
201	207	608-611 716-719	<u>18.08.14</u> <u>19.08.14</u>	1,185	22,8	6,32	0,18 3,0 0,03	1,63 33,96 0,37	160,6 4523,9 49,56	1,2 60,00 0,66	0,73 59,84 0,66	102,3 4447,83 48,72	266,64 9128,51 100,0	119,8	0,98	1,00	1,27	0,75	XK					0,6	10,1
202	208	860-862 863-865 869-873	<u>04.11.14</u> <u>11.11.14</u>	1,195	23,8	6,96	0,31 5,1 0,05	0,0 0,0 0,0	169,7 4780,3 49,91	0,5 25,00 0,26	0,55 45,08 0,47	108,6 4721,74 49,30	279,66 9577,18 100,0	69,8	0,99	0,55	1,30	-	XK					0,14	9,9
203	229	707-708	<u>15.03.2022</u>	1,1924		7,13	0,271 4,44 0,05	0,595 12,4 0,1	170,12 4792,1 49,79	0,8 40,1 0,42	0,395 32,38 0,34	109,1 4743,22 49,28	281,28 9624,65 100,0	72,5	0,99	1,24	1,51	-	XK					3,36	179,79
204	234	890-896	<u>11.12.18</u>	1,1907	23,4	-	0,25 4,1 0,04	0,380 7,92 0,08	172,77 4866,9 49,84	0,601 30,05 0,31	0,365 29,92 0,31	110,992 4825,74 49,42	285,36 9764,60 100,0	60,0	0,99	1,00	1,37	0,16	XK	0,08	98,76	1,16		1,89	69,81
205	234	890-896	<u>27.01.22</u> <u>01.02.22</u>	1,1937		6,98	0,281 4,61 0,05	1,14 23,8 0,2	172,8 4867,74 49,68	0,6 30,05 0,31	0,486 39,84 0,41	111,1 4832,57 49,32	286,45 9798,19 100	70	0,99	0,75	0,87	-	XK					3,78	198,38
206	234	690-696	<u>21.08.24</u> <u>29.08.24</u>	1,192	-	6,92	0,25 4,1 0,04	1,12 23,3 0,2	169,7 4781,2 49,68	0,7 35,05 0,36	0,486 39,84 0,41	109,0 4740,43 49,26	281,32 9623,99 100,0	75,0	0,99	0,88	1,02	-	XK					3,81	199,37
207	239	866-868	<u>11.12.19</u>	1,1953	23,9	7,09	0,311 5,1 0,05	0,0 0,0 0,0	177,25 4992,8 49,91	0,601 30,05 0,30	0,365 29,92 0,30	113,735 4945,00 49,44	292,26 10002,91 100,0	60,0	0,99	1,00	1,60	0,00	XK						
208	241	704-711	<u>19.04.22</u>	1,1913		7,25	0,293 4,8 0,05	0 0 0	171,9 4842,3 49,92	0,5 25,05 0,26	0,304 24,92 0,26	110,5 4803,91 49,52	283,49 9700,99 100,0	50	0,99	1,01	1,54	-	XK					3,36	146,9
209	244	704-711	<u>12.10.20</u>	1,1959	23,9	7,34	0,281 4,6 0,05	0 0 0	176,4 4968,0 49,92	0,501 25,05 0,25	0,304 24,92 0,25	113,4 4929,61 49,53	290,83 9952,18 100,0	50,0	0,99	1,01	1,54	0,00	XK					2,94	105,4
210	244	704-711	<u>21.08.24</u> <u>28.08.24</u>	1,1939		6,6	0,253 4,15 0,04	1,108 23,08 0,24	171,5 4831 49,69	0,701 35,05 0,36	0,547 44,84 0,46	110,1 4785,04 49,21	284,17 9723,21 100,0	80	0,99	0,78	1,03	0,48	XK					4,23	203,23
211	251	700,5-702,5	<u>06.09.22</u> <u>09.09.22</u>	1,1913		6,98	0,473 7,75 0,08	0 0 0	168,3 4741,9 49,88	0,6 30,05 0,32	0,425 34,84 0,37	107,9 4691,35 49,35	277,74 9505,9 100,0	65	0,99	0,86	1,45	-	XK					4,62	200,46
Среднее значение по горизонту				1,19	23,2	6,8	0,268	0,669	162,45	0,72	0,58	103,9	278,4	87,0										2,49	88,85

Таблица П. 4.1.1 - Характеристика фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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	1	1	0	213	0	0	0	0	0	136	16	2,9	28,1	186,7
2027	0	0	0	213	0	0	1	1	0	135	16	2,7	27,6	184,7
2028	0	0	0	213	0	0	4	4	0	131	16	2,6	27,1	176,0
2029	0	0	0	213	0	0	6	6	0	125	16	2,5	27,1	168,5
2030	0	0	0	213	0	0	7	7	0	118	16	2,6	28,5	168,0
2031	0	0	0	213	0	0	1	1	0	117	16	2,4	27,5	161,5
2032	0	0	0	213	0	0	4	4	0	113	16	2,3	27,2	154,1
2033	0	0	0	213	0	0	3	3	0	110	16	2,3	26,6	147,0

Таблица П. 4.1.2 - Характеристика технологических показателей 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	136,0	0,7	8,0	16885,2	91,6	0,531	1314,6	99018,5	89,7	1035,7	125781,9	2,992	312,091
2027	128,3	0,7	8,3	17013,5	92,3	0,535	1294,3	100312,8	90,1	1024,6	126806,4	2,824	314,915
2028	119,4	0,6	8,4	17132,9	92,9	0,539	1234,0	101546,7	90,3	979,4	127785,8	2,627	317,542
2029	110,4	0,6	8,4	17243,3	93,5	0,543	1174,2	102720,9	90,6	934,8	128720,6	2,427	319,969
2030	105,6	0,6	8,8	17348,9	94,1	0,546	1166,1	103887,0	90,9	931,8	129652,5	2,324	322,293
2031	97,9	0,5	9,0	17446,8	94,6	0,549	1117,4	105004,4	91,2	895,8	130548,3	2,154	324,447
2032	92,0	0,5	9,3	17538,9	95,1	0,552	1067,9	106072,3	91,4	857,5	131405,9	2,025	326,472
2033	86,0	0,5	9,5	17624,8	95,6	0,555	1014,0	107086,3	91,5	815,5	132221,4	1,890	328,362

Таблица П. 4.1.3- Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	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	172	0	0	0	3	1	2	88	12	3,0	29,1	187,7
2027	0	0	0	172	0	0	0	1	1	0	87	12	2,7	29,2	188,5
2028	0	0	0	172	0	0	0	4	4	0	83	12	2,6	28,8	179,4
2029	0	0	0	172	0	0	0	4	4	0	79	12	2,5	28,3	170,0
2030	0	0	0	172	0	0	0	6	6	0	73	12	2,6	30,5	170,3
2031	0	0	0	172	0	0	0	1	1	0	72	12	2,4	29,1	162,3
2032	0	0	0	172	0	0	0	3	3	0	69	12	2,3	28,6	152,5
2033	0	0	0	172	0	0	0	2	2	0	67	12	2,1	27,5	142,8

Таблица П. 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	90,1	0,7	10,5	12578,7	94,3	0,514	887,0	75848,4	89,8	780,9	106935,8	96,9	152,0	1,982	236,573
2027	81,8	0,6	10,7	12660,6	94,9	0,517	881,3	76729,7	90,7	784,3	107720,1	98,2	151,4	1,800	238,373
2028	74,6	0,6	10,9	12735,2	95,4	0,520	829,8	77559,5	91,0	748,4	108468,5	99,6	150,9	1,642	240,015
2029	68,1	0,5	11,2	12803,3	96,0	0,523	774,2	78333,7	91,2	707,2	109175,7	101,0	150,4	1,498	241,513
2030	65,7	0,5	12,2	12869,0	96,4	0,526	772,9	79106,6	91,5	708,6	109884,3	101,4	149,9	1,445	242,958
2031	59,7	0,4	12,6	12928,7	96,9	0,528	725,5	79832,1	91,8	675,2	110559,5	103,1	149,5	1,314	244,272
2032	54,5	0,4	13,1	12983,2	97,3	0,531	685,0	80517,1	92,0	636,4	111195,9	103,0	149,1	1,198	245,470
2033	49,2	0,4	13,7	13032,4	97,7	0,533	639,1	81156,1	92,3	594,2	111790,1	103,1	148,8	1,082	246,552

Таблица П. 4.1.5 - Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	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	85	0	0	0	4	4	0	25	4	3,7	32,2	183,7
2027	0	0	0	85	0	0	0	0	0	0	25	4	3,6	30,4	173,3
2028	0	0	0	85	0	0	0	0	0	0	25	4	3,4	29,1	166,1
2029	0	0	0	85	0	0	0	1	1	0	24	4	3,3	30,0	164,1
2030	0	0	0	85	0	0	0	0	0	0	24	4	3,1	29,5	160,9
2031	0	0	0	85	0	0	0	0	0	0	24	4	2,9	29,2	159,1
2032	0	0	0	85	0	0	0	1	1	0	23	4	3,1	30,5	159,0
2033	0	0	0	85	0	0	0	0	0	0	23	4	3,0	30,6	159,6

Таблица П. 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	32,0	0,8	5,4	3400,1	85,9	0,599	279,4	18932,3	88,6	254,8	18846,0	100,0	106,9	0,704	61,480
2027	31,1	0,8	5,6	3431,2	86,7	0,604	263,2	19195,5	88,2	240,3	19086,3	100,0	106,8	0,684	62,164
2028	29,4	0,7	5,6	3460,5	87,5	0,610	253,2	19448,6	88,4	231,0	19317,3	100,0	106,7	0,646	62,810
2029	27,6	0,7	5,6	3488,1	88,2	0,614	249,9	19698,5	89,0	227,6	19545,0	100,0	106,7	0,607	63,417
2030	26,0	0,7	5,5	3514,1	88,8	0,619	245,4	19943,9	89,4	223,2	19768,2	100,0	106,6	0,572	63,989
2031	24,5	0,6	5,5	3538,6	89,4	0,623	243,0	20186,9	89,9	220,6	19988,8	100,0	106,5	0,539	64,528
2032	24,4	0,6	5,8	3563,1	90,0	0,628	243,6	20430,4	90,0	221,1	20210,0	100,0	106,4	0,538	65,066
2033	24,3	0,6	6,2	3587,4	90,7	0,632	243,9	20674,3	90,0	221,4	20431,3	100,0	106,4	0,534	65,600

Таблица П. 4.1.7 - Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	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	1	1	0	27	0	0	0	0	0	0	23	0	1,8	18,9	0,0
2027	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	23	0	1,9	18,8	0,0
2028	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	23	0	1,9	18,9	0,0
2029	0	0	0	27	0	0	0	1	1	0	22	0	1,9	19,7	0,0
2030	0	0	0	27	0	0	0	1	1	0	21	0	1,9	20,3	0,0
2031	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	21	0	1,9	20,5	0,0
2032	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	21	0	1,8	19,1	0,0
2033	0	0	0	27	0	0	0	1	1	0	20	0	1,8	18,9	0,0

Таблица П. 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	13,9	1,2	5,6	906,3	79,5	0,557	148,3	4237,8	90,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,306	14,038
2027	15,4	1,4	6,6	921,8	80,9	0,567	149,8	4387,6	89,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,340	14,378
2028	15,4	1,4	7,1	937,2	82,2	0,576	151,0	4538,6	89,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,339	14,717
2029	14,7	1,3	7,2	951,9	83,5	0,585	150,1	4688,7	90,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,322	15,039
2030	13,9	1,2	7,4	965,8	84,7	0,594	147,7	4836,4	90,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,307	15,346
2031	13,7	1,2	7,9	979,5	85,9	0,602	149,0	4985,4	90,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,301	15,647
2032	13,1	1,2	8,2	992,6	87,1	0,610	139,4	5124,8	90,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,289	15,936
2033	12,5	1,1	8,5	1005,1	88,2	0,618	131,1	5255,9	90,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,274	16,210

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
1	2	3	4	5	6	7	8
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)							
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	712 004	712004	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	712 004	712004	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	712 004	712004	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО							
Обустройство промысла							
Обустройство скважины	тыс.тг.	75 000	75000	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	8 000	8000	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	1 081 818	481818	0	200000	200000	200000
Работы по строительству АМС с разработкой ПИР	тыс.тг.	105 900	105900	0	0	0	0
Строительство площадок для сбора и хранения металлолома	тыс.тг.	920 788	0	0	200000	200000	520788
Ремонт общежитий на 100 мест	тыс.тг.	93 391	93391	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	973 861	370777	165315	160633	138562	138574
Резервуары Строительство РВС-5000м3 с демонтажем существующего (РВС-2000м3 №8)	тыс.тг.	557 583	127587	429996	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	108 939	31539	21005	19091	18729	18575
ПИР по строительству	тыс.тг.	127 617	37434	0	30000	30183	30000
Закуп ОС	тыс.тг.	2 222 308	571481	394640	406458	418596	431134
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	6 275 204	1902926	1010956	1016182	1006070	1339070
Итого с инфляцией	тыс.тг.	6 617 739	1902926	1041284	1077153	1096617	1499759
ВСЕГО	тыс.тг.	6 987 209	2614931	1010956	1016182	1006070	1339070
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	7 329 743	2614931	1041284	1077153	1096617	1499759

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НДС (с выручки)	тыс.тг.	6 354 844	1 027 064	1 047 482	779 822	688 169	613 527	582 911	561 453	537 536	516 880
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	4 832 802	456 913	521 207	553 852	554 704	549 560	558 484	552 707	551 350	534 025
Налог на имущество	тыс.тг.	410 192	16 903	37 675	45 528	52 556	61 225	61 602	52 362	44 508	37 832
Прочие налоги	тыс.тг.	150 560	17 575	17 560	17 342	17 037	17 251	16 610	16 184	15 702	15 299
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	13 997 666	1 619 423	1 439 090	1 698 471	1 642 238	1 657 661	1 574 940	1 516 963	1 452 345	1 396 535
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	18 024 261	2 145 663	1 894 342	2 197 620	2 125 218	2 144 039	1 987 362	1 867 516	1 889 719	1 772 782
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	13 075 409	1 693 187	1 547 050	1 691 444	1 449 554	1 446 257	1 384 304	1 337 639	1 287 002	1 238 973
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	141	17	17	17	16	16	15	15	14	14
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 868 118	677 781	427 703	352 375	221 878	137 418	39 208	11 754	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	46 004 305	5 600 399	4 837 163	5 776 827	5 375 033	5 399 900	5 039 614	4 793 687	4 703 103	4 478 579
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	11 145 691	1 552 758	1 296 548	1 328 796	1 311 374	1 381 854	1 102 877	1 081 076	1 061 477	1 028 932
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	4 790 848	525 694	249 066	548 974	623 205	768 327	519 966	519 624	523 940	512 052
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг.	52 359 148	6 627 463	5 884 644	6 556 649	6 063 202	6 013 427	5 622 525	5 355 139	5 240 639	4 995 459

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	547,609	66,224	58,467	67,828	65,593	66,174	61,338	57,639	53,838	50,507
на внутренний рынок	тыс. тонн	401,977	68,797	68,975	50,768	43,987	38,734	35,903	33,738	31,513	29,563
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн		222305,98	223759,73	227644,89	227606,63	227727,44	233420,63	239256,14	245237,55	251368,48
на внутренний рынок	тг/тонн		93305,61	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	101472,95	104009,77	106610,02	109275,27
Производственная прибыль от реализации											

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нефти											
на экспорт	тыс.тг.	127251509,1	14722028,20	13082634,78	15440647,55	14929436,92	15069648,42	14317634,03	13790575,32	13203132,92	12695770,94
на внутренний рынок	тыс.тг.	39717772,9	6419147,90	6546761,40	4873887,87	4301058,85	3834545,10	3643191,39	3509078,75	3359601,18	3230500,47
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	166 969 281,97	21141176,10	19629396,18	20314535,42	19230495,77	18904193,53	17960825,42	17299654,06	16562734,10	15926271,40

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	1 517 270,22	184 403,78	182 755,68	178 572,30	173 247,95	174 153,46	165 462,76	159 371,76	152 582,95	146 719,58
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	170 832,53	20 762,40	20 576,83	20 105,82	19 506,34	19 608,29	18 629,79	17 943,99	17 179,62	16 519,46
Затраты на материалы	тыс.тг.	1 707 768,97	207 556,34	205 701,32	200 992,69	194 999,86	196 019,06	186 237,20	179 381,47	171 740,28	165 140,75
Ремонт автодорог	тыс.тг.	45 228,81	8 671,85	4 519,00	4 603,31	4 610,39	4 567,63	4 641,81	4 593,79	4 582,51	4 438,52
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	766 092,43	146 885,16	76 543,49	77 971,54	78 091,49	77 367,26	78 623,65	77 810,30	77 619,25	75 180,30
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	421 925,09	54 477,51	45 422,14	46 269,57	46 340,75	45 910,98	46 656,54	46 173,89	46 060,51	44 613,20
Ремонт скважин	тыс.тг.	2 643 242,27	314 578,11	318 896,03	296 327,16	275 192,26	258 747,93	326 133,61	289 676,02	298 942,60	264 748,53
НИР	тыс.тг.	1 973 138,62	209 214,49	218 047,99	222 116,05	222 457,77	220 394,65	223 973,71	221 656,74	221 112,50	214 164,70
Геофизические работы	тыс.тг.	468 869,60	49 714,86	51 813,94	52 780,61	52 861,81	52 371,56	53 222,04	52 671,47	52 542,14	50 891,16
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	117 418,14	12 450,00	12 975,67	13 217,75	13 238,09	13 115,31	13 328,30	13 190,42	13 158,03	12 744,58
Транспортные услуги	тыс.тг.	4 114 817,04	436 299,48	454 721,02	463 204,62	463 917,24	459 614,78	467 078,61	462 246,77	461 111,79	446 622,72
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	6 103 537,72	647 166,17	674 490,96	687 074,75	688 131,78	681 749,92	692 821,07	685 653,95	683 970,43	662 478,70
Охрана труда	тыс.тг.	2 620 902,58	277 897,76	289 631,22	295 034,79	295 488,69	292 748,27	297 502,30	294 424,69	293 701,78	284 473,07
Охрана объектов	тыс.тг.	4 647 115,03	434 341,27	456 058,33	478 861,25	502 804,31	527 944,53	541 143,14	554 671,72	568 538,51	582 751,97
Аренда	тыс.тг.	1 789 615,75	189 755,32	197 767,21	201 456,90	201 766,83	199 895,61	203 141,78	201 040,31	200 546,68	194 245,10
Расходы на экологию	тыс.тг.	1 253 942,27	132 957,16	138 570,90	141 156,18	141 373,34	140 062,22	142 336,73	140 864,29	140 518,41	136 103,04
Прочие услуги	тыс.тг.	6 575,84	697,24	726,68	740,24	741,38	734,50	746,43	738,71	736,90	713,74
Командировочные расходы	тыс.тг.	47 589,47	5 045,97	5 259,03	5 357,14	5 365,38	5 315,62	5 401,95	5 346,06	5 332,94	5 165,37
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	254 102,96	26 942,87	28 080,46	28 604,35	28 648,36	28 382,67	28 843,58	28 545,20	28 475,11	27 580,37
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	40 723 044,70	4 317 918,21	4 500 230,32	4 584 189,84	4 591 242,44	4 548 662,36	4 622 529,53	4 574 710,26	4 563 477,71	4 420 084,03
Затраты на персонал	тыс.тг.	3 705 766,13	392 927,28	409 517,54	417 157,79	417 799,57	413 924,82	420 646,68	416 295,16	415 273,00	402 224,29
Услуги по хранению	тыс.тг.	259 185,54	27 481,79	28 642,13	29 176,50	29 221,38	28 950,38	29 420,51	29 116,16	29 044,67	28 132,03
Потери нефти	тыс.тг.	706 566,05	74 981,90	76 935,70	80 420,88	79 550,37	80 151,58	80 353,20	79 275,44	78 663,37	76 233,61
Услуги по информатизации	тыс.тг.	202 950,47	21 519,11	22 427,69	22 846,12	22 881,27	22 669,06	23 037,19	22 798,87	22 742,90	22 028,27
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	1 618 911,68	172 261,06	178 923,61	179 581,36	179 981,57	188 379,06	185 630,85	182 136,16	177 544,12	174 473,89
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	323 599,15	0,00	8 964,27	37 649,93	59 298,65	72 640,84	10 636,69	43 610,45	33 525,53	57 272,78
Вывод из бд	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перфорация	тыс.тг.	16 907,36	0,00	2 823,87	0,00	0,00	0,00	0,00	3 434,47	7 040,67	3 608,35
РИР	тыс.тг.	108 687,88	41 782,94	43 872,09	23 032,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	78 335 604,31	8 408 690,04	8 654 895,13	8 788 502,28	8 788 759,28	8 754 082,37	8 868 179,66	8 787 378,53	8 765 764,92	8 519 352,10
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	4 832 801,58	456 912,91	521 207,09	553 852,05	554 704,13	549 559,70	558 484,17	552 706,75	551 349,65	534 025,14
Налог на имущество	тыс.тг.	410 191,50	16 903,31	37 675,04	45 528,17	52 556,41	61 224,75	61 602,07	52 361,93	44 507,87	37 831,96
Земельный налог	тыс.тг.	11 338,59	1 059,76	1 112,75	1 168,38	1 226,80	1 288,14	1 320,35	1 353,35	1 387,19	1 421,87
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	124 792,86	15 166,89	15 031,34	14 687,26	14 249,34	14 323,82	13 609,03	13 108,05	12 549,68	12 067,43
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	14 428,98	1 348,60	1 416,03	1 486,83	1 561,17	1 639,23	1 680,21	1 722,22	1 765,27	1 809,41
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	13 075 408,74	1 693 186,94	1 547 050,31	1 691 443,60	1 449 554,02	1 446 256,56	1 384 303,53	1 337 638,60	1 287 002,28	1 238 972,92
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	140,90	17,13	16,98	16,58	16,08	16,17	15,36	14,80	14,16	13,63
Итого производственных затрат	тыс.тг.	96 804 707,46	10 593 285,57	10 778 404,66	11 096 685,16	10 862 627,24	10 828 390,75	10 889 194,37	10 746 284,23	10 664 341,03	10 345 494,44
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	19 736 959,39	2 347 745,28	2 276 451,24	2 401 184,54	2 289 136,86	2 273 739,03	2 160 273,57	2 080 749,89	1 992 115,39	1 915 563,59
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	13 997 666,00	1 619 423,10	1 439 089,83	1 698 471,23	1 642 238,06	1 657 661,33	1 574 939,74	1 516 963,28	1 452 344,62	1 396 534,80
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	18 024 261,15	2 145 662,95	1 894 341,63	2 197 620,07	2 125 218,17	2 144 039,42	1 987 362,26	1 867 515,86	1 889 718,66	1 772 782,14

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	51 758 886,54	6 112 831,33	5 609 882,69	6 297 275,84	6 056 593,09	6 075 439,77	5 722 575,57	5 465 229,04	5 334 178,67	5 084 880,54
Административные расходы	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	4 721 976,98	651 289,75	610 804,08	579 134,84	544 781,65	529 780,66	487 057,00	463 308,49	439 826,37	415 994,14
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	2 894 159,35	411 519,07	388 420,14	361 456,16	333 979,92	319 738,60	296 373,48	278 500,90	260 134,14	244 036,94
Страхование	тыс.тг.	991 559,24	105 136,34	109 575,43	111 619,74	111 791,47	110 754,69	112 553,27	111 388,93	111 115,43	107 623,96
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	73 297,43	26 149,31	10 412,84	10 771,53	10 966,17	14 997,59	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	762 960,95	108 485,04	102 395,67	95 287,41	88 044,09	84 289,78	78 130,25	73 418,66	68 576,80	64 333,24
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	56 480 863,51	6 764 121,08	6 220 686,77	6 876 410,68	6 601 374,74	6 605 220,43	6 209 632,57	5 928 537,53	5 774 005,04	5 500 874,67
Итого затраты	тыс.тг.	153 285 570,97	17 357 406,64	16 999 091,43	17 973 095,84	17 464 001,98	17 433 611,18	17 098 826,95	16 674 821,76	16 438 346,07	15 846 369,12
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг.	166 969 281,97	21 141 176,10	19 629 396,18	20 314 535,42	19 230 495,77	18 904 193,53	17 960 825,42	17 299 654,06	16 562 734,10	15 926 271,40
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	153 285 570,97	17 357 406,64	16 999 091,43	17 973 095,84	17 464 001,98	17 433 611,18	17 098 826,95	16 674 821,76	16 438 346,07	15 846 369,12
Операционный доход	тыс.тг.	13 683 711,00	3 783 769,45	2 630 304,75	2 341 439,58	1 766 493,79	1 470 582,35	861 998,47	624 832,30	124 388,03	79 902,28
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	2 985 551,26	174 104,30	235 052,11	293 193,39	347 542,46	442 506,16	410 143,23	385 387,24	359 954,93	337 667,46
Балансовая прибыль	тыс.тг.	10 698 159,73	3 609 665,15	2 395 252,64	2 048 246,19	1 418 951,33	1 028 076,19	451 855,24	239 445,06	-235 566,90	-257 765,17
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	5 028 952,46	394 862,79	491 787,62	579 565,79	657 105,11	783 490,72	665 958,91	566 059,84	481 147,74	408 973,93
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	8 654 758,54	3 388 906,67	2 138 517,13	1 761 873,79	1 109 388,68	687 091,63	196 039,56	58 772,46	-356 759,71	-329 071,64
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	9 340 589,90	3 388 906,67	2 138 517,13	1 761 873,79	1 109 388,68	687 091,63	196 039,56	58 772,46	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 868 117,98	677 781,33	427 703,43	352 374,76	221 877,74	137 418,33	39 207,91	11 754,49	0,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	8 830 041,75	2 931 883,82	1 967 549,22	1 695 871,43	1 197 073,60	890 657,87	412 647,33	227 690,57	-235 566,90	-257 765,17

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	166 969 282	21 141 176	19 629 396	20 314 535	19 230 496	18 904 194	17 960 825	17 299 654	16 562 734	15 926 271
Итого приток средств	тыс.тг.	166 969 282	21 141 176	19 629 396	20 314 535	19 230 496	18 904 194	17 960 825	17 299 654	16 562 734	15 926 271
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	153 285 571	17 357 407	16 999 091	17 973 096	17 464 002	17 433 611	17 098 827	16 674 822	16 438 346	15 846 369
прямые затраты	тыс.тг.	78 335 604	8 408 690	8 654 895	8 788 502	8 788 759	8 754 082	8 868 180	8 787 379	8 765 765	8 519 352
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	18 469 103	2 184 596	2 123 510	2 308 183	2 073 868	2 074 308	2 021 015	1 958 906	1 898 576	1 826 142
расходы периода	тыс.тг.	56 480 864	6 764 121	6 220 687	6 876 411	6 601 375	6 605 220	6 209 633	5 928 538	5 774 005	5 500 875
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	7 329 743	2 614 931	1 041 284	1 077 153	1 096 617	1 499 759	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	712 004	712 004	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	6 617 739	1 902 926	1 041 284	1 077 153	1 096 617	1 499 759	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 868 118	677 781	427 703	352 375	221 878	137 418	39 208	11 754	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	162 483 432	20 650 119	18 468 079	19 402 624	18 782 496	19 070 788	17 138 035	16 686 576	16 438 346	15 846 369
Поток денежной наличности	тыс.тг.	4 485 850	491 057	1 161 317	911 912	447 999	-166 594	822 791	613 078	124 388	79 902
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	3 416 983	491 057	1 047 647	742 133	328 905	-110 336	491 599	330 447	60 482	35 049
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	3 136 756	491 057	1 009 841	689 536	294 567	-95 251	409 072	265 050	46 762	26 120
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 860 289	491 057	967 764	633 272	259 259	-80 341	330 661	205 319	34 714	18 583
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	4 485 850	491 057	1 652 374	2 564 286	3 012 286	2 845 691	3 668 482	4 281 560	4 405 948	4 485 850
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	3 416 983	491 057	1 538 705	2 280 837	2 609 742	2 499 406	2 991 005	3 321 452	3 381 934	3 416 983
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	3 136 756	491 057	1 500 898	2 190 435	2 485 002	2 389 751	2 798 823	3 063 873	3 110 636	3 136 756
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 860 289	491 057	1 458 822	2 092 094	2 351 353	2 271 012	2 601 673	2 806 992	2 841 706	2 860 289

Таблица П.12.1 – Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Балгимбаев

Локальная смета № 2-8
(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудования и материалов Балгимбаева

(наименование работ и затрат)

Основание: Дефектная ведомость

Сметная стоимость	1 965 919,237	тыс. тенге
Средства на оплату труда	1 295 802,94	тыс. тенге
Нормативная трудоемкость	267,172	тыс. чел.-ч

Составлен(а) в текущих ценах 2-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:				1 965 919 237
		<i>из них:</i>				
		затраты на труд рабочих	тенге			1 091 085 920
		<i>в том числе оплата труда рабочих</i>	<i>тенге</i>			<i>559 104 248</i>
		машины и механизмы	тенге			808 943 004
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			<i>204 717 020</i>
		материалы, изделия и конструкции	тенге			11 279 591
		перевозки	тенге			54 610 722
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	267 172		
	Раздел 1:	Шламонакопитель- 5000м³				19 602 857
		<i>из них:</i>				
		затраты на труд рабочих	тенге			7 649 109
		машины и механизмы	тенге			11 953 748
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			<i>2 970 859</i>
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	2 213		
1	8401-0901-0101 <i>УСН РК 8.02-03-2024</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Пруд-накопитель. Демонтаж подъезда <i>Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций</i>	м²	535,5	7 987,2	4 277 039
2	8401-0901-0102 <i>УСН РК 8.02-03-2024</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Пруд-накопитель. Демонтаж дамбы <i>Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций</i>	м³	5 000	2 173,6	10 870 000
3	8401-0901-0103 <i>УСН РК 8.02-03-2024</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Пруд-накопитель. Демонтаж противοfiltrационный экран <i>Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций</i>	м³	5 000	423,2	2 115 000
4	8401-0901-0104 <i>УСН РК 8.02-03-2024</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Пруд-накопитель. Демонтаж приемок и труб <i>Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций</i>	шт.	1	670 818,4	670 818
5	8401-0901-0105 <i>УСН РК 8.02-03-2024</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Пруд-накопитель. Демонтаж ж/б откосов, планировка площади <i>Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций</i>	м³	5 000	334,4	1 670 000
	Раздел 2:	Площадки				12 713 724
		<i>из них:</i>				
		затраты на труд рабочих	тенге			973 428
		<i>в том числе оплата труда рабочих</i>	<i>тенге</i>			<i>507 114</i>

		машины и механизмы	тенге			10 798 059
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			<i>1 750 469</i>
		материалы, изделия и конструкции	тенге			424 164
		перевозки	тенге			518 073
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	587		
6	1146-0301-1511 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Разборка конструкции железобетонной монолитной при помощи гидромолота на базе экскаватора (Ж/б саркофаг,монолит.оболочка для резерв №1,2,3 АЗС)	м³	156	74 836	11 674 416
7	1220-0101-0102 ЭСН РК 8.05-01-2022 Изм. и доп. вып. 31 Кзтр и Кэм=1,08	Покрытия и основания щебеночные.Рабочая площадка скважины №235,Площадка технологическая МТС. Разборка	м³	133,65	1 094	146 213
8	1220-0101-0105 ЭСН РК 8.05-01-2022 Изм. и доп. вып. 31 Кзтр и Кэм=1,08	Покрытия и основания цементно-бетонные.Рабочая площадка скважины №235,Площадка технологическая МТС. Разборка. Разборка	м³	89,1	4 209	375 022
9	414-104-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	790,95	266	210 393
10	412-102-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 1 км	т·км	790,95	389	307 680
	Раздел 3:	Демонтаж промышленного оборудования				247 085 652
		<i>из них:</i>				
		затраты на труд рабочих	тенге			138 192 041
		<i>в том числе оплата труда рабочих</i>	<i>тенге</i>			<i>74 007 567</i>
		машины и механизмы	тенге			96 207 360
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			<i>25 623 900</i>
		материалы, изделия и конструкции	тенге			1 482 114
		перевозки	тенге			11 204 137
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	30 529		
11	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 5 т (ВРП). Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	7	328 337	2 298 359
12	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 2 т (Газосепаратор (ГС). Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	1	214 382	214 382
13	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 8 т (Концевая сепарационная устан.(КСУ)(НГС 2-16,5-2000). Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	1	417 515	417 515
14	1337-0102-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование массой 9,7 т. (ГЗУ). Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	15	594 508	8 917 620

15	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 2,84 т (Емкость V=10м³,Шламосборник -10 м³,Резервуар РГС-10м³ (АЗС)) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	5	259 632	1 298 160
16	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 4,22 т (Емкость 25 м³) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	9	328 337	2 955 033
17	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 6,15 т (Емкость 40м³) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	3	417 515	1 252 545
18	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 8,765 т (Емкость 50м³,Резервуар РГС-50м³) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	12	417 515	5 010 180
19	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 8,86 т (Емкость 60м³) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	1	417 515	417 515
20	1337-0101-0111 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 13,25 т (Емкость РГС-75м³) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	1	510 162	510 162
21	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 2,86 т (Емкость 12,5 м³). Демонтаж оборудования Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	5	259 632	1 298 160
22	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 2,8 т (Емкость 8 м³). Демонтаж оборудования Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	4	214 382	857 528
23	1337-0101-0112 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 17,72 т (РГС 100м³,Емкость сталь Ст3 100м³ (С.Б ВОС),Емкость дренажный 100м³) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	5	664 584	3 322 920
24	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 3,35 т (Емкость 16 м³). Демонтаж оборудования Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	5	259 632	1 298 160
25	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 6 т (НГС 2-16,5, НГС 6-1400). Демонтаж оборудования	шт.	2	328 337	656 674

	<i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2</i>	<i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>				
26	1337-0101-0113 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2</i>	Оборудование без механизмов массой 22 т (Отстойник ОПФ-3000). Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	3	931 676	2 795 028
27	1109-0303-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью 2000 м³, рулонным методом в количестве 3шт <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций</i>	т конструкций	224,58	116 249	26 107 200
28	1109-0303-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью 5000 м³, рулонным методом в количестве 6шт <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций</i>	т конструкций	804,84	116 249	93 561 845
29	1109-0303-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью до 1000 м³, рулонным методом -(РВС-200м³) <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций</i>	т конструкций	12,8	141 704	1 813 810
30	1109-0303-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью до 1000 м³, рулонным методом в количестве 2шт -(РВС-300м³) <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций</i>	т конструкций	33,54	141 704	4 752 752
31	1109-0303-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью до 1000 м³, рулонным методом в количестве 3шт -(РВС-700м³) <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций</i>	т конструкций	105,15	141 704	14 900 176
32	1109-0303-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Демонтаж резервуаров стальных вертикальных цилиндрических для нефти и нефтепродуктов без понтона, вместимостью до 1000 м³, рулонным методом в количестве 2шт -(РВС-400м³) <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций</i>	т конструкций	37,04	141 704	5 248 716
33	1337-0101-0108 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2</i>	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 2,21 т (Резервуар РГС-5м³ (АЗС)) <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	3	259 632	778 896
34	1337-0101-0110 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2</i>	Оборудование без механизмов массой 8,44 т (Трехфазный сепаратор ТФС-С1/1 200 м³, сепараторы масляные, сепаратор трехфазный ТФС (ЦПСИПН)). Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	7	417 515	2 922 605
35	1337-0101-0111 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2</i>	Оборудование без механизмов массой 9,1 т (Пункт сбора нефти №1 м/р С.Б). Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	1	510 162	510 162

36	1337-0101-0111 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 9,1 т (Пункт уч.расхода газа (ПУРГ) с.Тушукудык). Демонтаж оборудования Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	1	510 162	510 162
37	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Оборудование без механизмов массой 6 т (Пассивное оборудование ЛВС). Демонтаж оборудования Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	3	328 337	985 011
38	1337-0205-0306 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Снятие стойки опорной, масса свыше 5,6 до 10,5 т (Станок-качалка)	опорная стойка	90	398 462	35 861 580
39	1109-0701-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Конструкции /Установка подготовки газа УПГ(блок эжекции и сепар)/. Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5 Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций	т конструкций	13	527 769	6 860 997
40	1311-0201-0102 ЭСН РК 8.04-02-2022 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Прибор, масса до 5 кг.Демонтаж (Газоанализатор индивид.-переносной) Коэффициент 0,3 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного в лом	шт.	2	2 629	5 258
41	1109-0304-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Площадка приустьевая и под рем.агр.фунд.СК скважинам,устьевого оборудования.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5 Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций	т конструкций	40	177 841	7 113 640
42	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2	Демонтаж оборудования без механизмов на открытой площадке, масса 1,78 т (Емкость самотечная канализация ЕП-3м³) Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	шт.	2	214 382	428 764
43	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	3 143,697	1 430	4 495 487
44	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	3 143,697	1 430	4 495 487
45	411-103-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 1 км	т·км	3 143,697	704	2 213 163
	Раздел 4:	ЭЛЕКТРИКА, СС				129 162 919
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			62 944 108
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			32 181 045
		машины и механизмы	тенге			58 423 757
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			15 671 812
		материалы, изделия и конструкции	тенге			168 653
		перевозки	тенге			7 626 401
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	17 217		

46	1308-0101-2507 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1,</i> <i>таблица 2</i>	Подстанция блочная напряжением 110 кВ с одним трансформатором мощностью до 16000 КВ•А по схеме блок линия-трансформатор с выключателем на стороне 110 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 16000 КВ•А. Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,4 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, без консервации и упаковки</i>	подстанция	1	1 964 612	1 964 612
47	1308-0101-2502 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1,</i> <i>таблица 2</i>	Подстанции комплектной трансформаторной, напряжение до 10 кВ, с трансформатором, мощность свыше 400 кВ•А до 1000 кВ•А. Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,4 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, без консервации и упаковки</i>	подстанция	1	154 769	154 769
48	1308-0101-2501 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1,</i> <i>таблица 2</i>	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВХА. Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,4 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, без консервации и упаковки</i>	подстанция	90	112 104	10 089 360
49	1308-0103-1102 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1,</i> <i>таблица 2</i>	Трансформатор силовой, автотрансформатор или масляный реактор, масса до 3 т. Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,4 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, без консервации и упаковки</i>	шт.	23	97 885	2 251 355
50	1308-0101-0107 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1,</i> <i>таблица 2</i>	Трансформатор трехфазный 35 кВ мощностью 4000, 6300 КВ•А. Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,4 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, без консервации и упаковки</i>	шт.	2	965 228	1 930 456
51	1308-0103-3401 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1,</i> <i>таблица 2</i>	КРУН 6-10 кВ, на ток до 3200 А. Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций</i>	шт.	1	208 134	208 134
52	1125-0120-0201 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Демонтаж катодной сетевой станции, мощность до 1200 кВт/ч -/Станция катодная УКЗВ -3шт/ <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	комплект станции	3	456 712	1 370 136
53	1217-0101-0201 <i>ЭСН РК 8.05-01-2022</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i>	Кабельная эстакада. Демонтаж	м магистрали	2 260,88	607	1 372 354
54	1217-0101-0601 <i>ЭСН РК 8.05-01-2022</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i>	Кабель. Демонтаж	м	7 245	408	2 955 960
55	1101-0201-1125 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	2 816	592	1 667 072
56	1101-0203-0149 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	2 816	91	256 256
57	414-103-0501 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Конструкции металлические. Погрузка	т	12,54	1 430	17 932

73	411-103-0201 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозок 1 км	т	2 063,3252	704	1 452 581
74	1133-0303-0303 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Опоры освещения стальные массой до 1,5 т. Демонтаж	опора	9	13 011	117 099
75	1133-0303-0303 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Мачта для видеокамер, стальные массой до 1,5 т. Демонтаж	опора	6	13 011	78 066
76	414-103-0501 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Конструкции металлические. Погрузка	т	22,5	1 430	32 175
77	414-103-0502 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Конструкции металлические. Разгрузка	т	22,5	1 430	32 175
78	411-103-0201 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозок 1 км	т	22,5	704	15 840
	Раздел 5:	НВК, ТС				67 679 920
		<i>из них:</i>				
		затраты на труд рабочих	тенге			58 138 856
		<i>в том числе оплата труда рабочих</i>	<i>тенге</i>			29 889 489
		машины и механизмы	тенге			9 466 909
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			2 240 311
		материалы, изделия и конструкции	тенге			24 259
		перевозки	тенге			49 896
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	14 984		
79	1125-0121-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /КНС/ <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	т блок-боксов	8	61 336	490 688
80	1125-0121-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /КОС,БЛОС-100 Модул КОС/ <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	т блок-боксов	6	61 336	368 016
81	1216-0101-0203 <i>ЭСН РК 8.05-01-2022</i> <i>Изм. и доп. вып. 31</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i>	Трубопроводы канализации диаметром до 150 мм. Разборка	м	787,7	7 465	5 880 181
82	1216-0101-0103 <i>ЭСН РК 8.05-01-2022</i> <i>Изм. и доп. вып. 31</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i>	Трубопроводы водоснабжения и пожаротушения. Разборка	м	9 226	5 279	48 704 054
83	1216-0101-1503 <i>ЭСН РК 8.05-01-2022</i> <i>Изм. и доп. вып. 31</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i>	Трубопроводы теплоснабжения диаметром до 100 мм. Демонтаж	м трубопровода	884	2 073	1 832 532
84	1216-0101-1503 <i>ЭСН РК 8.05-01-2022</i> <i>Изм. и доп. вып. 31</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i>	Трубопроводы газоснабжения диаметром до 100 мм. Демонтаж	м трубопровода	329	2 073	682 017

85	1101-0201-1125 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	12 573,904	592	7 443 751
86	1101-0203-0149 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	12 573,904	91	1 144 225
87	1123-0301-0108 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Колодцы канализационные круглые сборные железобетонные, диаметр 2 м. Демонтаж <i>Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций</i>	м³ конструкций колодца	2,4	48 361	116 067
88	1122-0501-0105 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Демонтаж колодца круглого из сборного железобетона <i>Коэффициент 0,8 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций</i>	м³ железобетонных и бетонных конструкций колодца	6,6	56 524	373 058
89	1122-0303-0103 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Гидранты пожарные. Демонтаж <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	шт.	4	4 771	19 084
90	1122-0303-0104 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Ствол лафетный. Демонтаж <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	шт.	4	24 486	97 944
91	1335-0106-0103 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,06</i> <i>ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2</i>	Фонтан со скульптурными фигурами. Демонтаж оборудования <i>Коэффициент 0,3 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного в лом</i>	шт.	1	110 406	110 406
92	1147-0108-0114 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1</i>	Цветочная клумба перед адм.зд. м/р С.Балгимбаев. Демонтаж <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	шт.	3	122 667	368 001
93	414-103-0501 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Конструкции металлические. Погрузка	т	14	1 430	20 020
94	414-103-0502 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Конструкции металлические. Разгрузка	т	14	1 430	20 020
95	411-103-0201 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозок 1 км	т	14	704	9 856
	Раздел 6:	Демонтаж трубопроводов				736 807 566
		<i>из них:</i>				
		затраты на труд рабочих	тенге			255 039 295
		<i>в том числе оплата труда рабочих</i>	<i>тенге</i>			129 796 666
		машины и механизмы	тенге			465 392 895
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			110 757 208
		материалы, изделия и конструкции	тенге			5 013 790

		перевозки	тенге			11 361 586
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	74 463		
		Водовод из СВТ труб Д.159, 5,755км				
96	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	6 445,6	592	3 815 795,00
97	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	6 445,6	91	586 550,00
98	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 159 мм. Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	5,755	1 471 788	8 470 140,00
99	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Погрузка	т	21,92655	1 613	35 368,00
100	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Разгрузка	т	21,92655	1 613	35 368,00
101	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	21,92655	862	18 901,00
		Водоводы Ду159/114мм, 11,063км				
102	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	12 390,56	592	7 335 212,00
103	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	12 390,56	91	1 127 541,00
104	1122-0103-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубы водопроводные стальные, диаметр до 150 мм. Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	11,063	2 039 116	22 558 740,00
105	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	406,56525	1 613	655 790,00
106	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	406,56525	1 613	655 790,00
107	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	406,56525	862	350 459,00
		Водовод из п/э труб Д.100, 3,71км				
108	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	4 155,2	592	2 459 878,00
109	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	4 155,2	91	378 123,00

	Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08					
110	1122-0105-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 44 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Демонтаж трубопровода из полиэтиленовых труб, диаметр 110 мм Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км	3,71	821 968	3 049 501,00
111	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы п/э. Погрузка	т	11,501	1 613	18 551,00
112	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы п/э. Разгрузка	т	11,501	1 613	18 551,00
113	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	11,501	862	9 914,00
		Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм, 19,833км				
114	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	22 212,96	592	13 150 072,00
115	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	22 212,96	91	2 021 379
116	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	19,833	1 471 788	29 189 971
117	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка) Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	19,833	1 412 510	28 014 310,00
118	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Погрузка	т	46,21089	1 613	74 538,00
119	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Разгрузка	т	46,21089	1 613	74 538,00
120	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	46,21089	862	39 834,00
		Выкидные линии из ст.труб Ду до 114мм, 45,893+5,913+2,139+9,094+8,870+9,058=80,967км				
121	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	90 683,04	592	53 684 360
122	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	90 683,04	91	8 252 157

123	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	80,967	1 578 666	127 819 850
124	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	80,967	671 194	54 344 564
125	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка) Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	80,967	1 412 510	114 366 697
126	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	1 295,472	1 613	2 089 596
127	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	1 295,472	1 613	2 089 596
128	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	1 295,472	862	1 116 697
		Нагнетательные линии из ст.труб Ду89,100,114мм, 17,124км				
129	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	19 178,88	592	11 353 897,00
130	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	19 178,88	91	1 745 278,00
131	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы (Нагнетательные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	17,124	1 578 666	27 033 077,00
132	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	17,124	671 194	11 493 526,00
133	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка) Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	17,124	1 412 510	24 187 821,00
134	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	273,984	1 613	441 936,00
135	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	273,984	1 613	441 936,00

136	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	273,984	862	236 174,00
		Нефтеcборный коллектор из ст.труб Д.200, 9,336км				
137	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	10 456,32	592	6 190 141,00
138	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	10 456,32	91	951 525,00
139	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	9,336	787 392	7 351 091,00
140	1125-0201-0106 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы диаметром 200 мм. Резка труб Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	9,336	2 091 065	19 522 183,00
141	1125-0208-0104 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы промышленные диаметром 200 мм. Очистка полости (промывка и продувка) Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	9,336	2 184 517	20 394 651,00
142	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	392,112	1 613	632 477,00
143	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	392,112	1 613	632 477,00
144	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	392,112	862	338 001,00
		Нефтеcборный коллектор, нефтепровод, технологич. трубопровод из ст.труб до Д.159, 0,5+0,45+0,2+0,065+0,380+0,075=1,67км				
145	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	1 870,4	592	1 107 277
146	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	1 870,4	91	170 206
147	1125-0201-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы диаметром 159 мм. Резка труб Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	1,67	1 956 462	3 267 292
148	1125-0207-0505 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопровод диаметром 159 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	1,67	707 412	1 181 378

149	1125-0208-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы промышленные диаметром 159 мм. Очистка полости (промывка и продувка) Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	1,67	1 925 874	3 216 209
150	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	61,3725	1 613	98 994
151	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	61,3725	1 613	98 994
152	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	61,3725	862	52 903
		Газопровод Аккистау -УПН м-е С.Б.18,394км				
153	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвале экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	20 601,28	592	12 195 958,00
154	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	20 601,28	91	1 874 716,00
155	1122-0105-0408 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 44 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Демонтаж трубопровода из полиэтиленовых труб, диаметр 160 мм Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км	18,394	1 032 478	18 991 400,00
156	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Погрузка	т	64,19506	1 613	103 547,00
157	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Разгрузка	т	64,19506	1 613	103 547,00
158	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	64,19506	862	55 336,00
		Газопровод высокого давления Сев.Жан-Балгимбаев.14,797км				
159	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвале экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	16 572,64	592	9 811 003,00
160	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	16 572,64	91	1 508 110,00
161	1122-0105-0408 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 44 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Демонтаж трубопровода из полиэтиленовых труб, диаметр 160 мм Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км	14,797	1 032 478	15 277 577,00
162	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Погрузка	т	51,64153	1 613	83 298,00

163	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Разгрузка	т	51,64153	1 613	83 298,00
164	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	51,64153	862	44 515,00
		Газопровод, 21,205км				
165	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	23 749,6	592	14 059 763,00
166	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	23 749,6	91	2 161 214,00
167	1122-0105-0408 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 44 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Демонтаж трубопровода из полиэтиленовых труб, диаметр 160 мм Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км	21,205	1 032 478	21 893 696,00
168	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Погрузка	т	74,00545	1 613	119 371,00
169	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Разгрузка	т	74,00545	1 613	119 371,00
170	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	74,00545	862	63 793,00
		Газопровод, 0,222км Ду-63				
171	1122-0105-0402 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 44 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Демонтаж трубопровода из полиэтиленовых труб, диаметр 63 мм Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км	0,222	747 929	166 040,00
172	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Погрузка	т	0,2331	1 613	376,00
173	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы ПЭ. Разгрузка	т	0,2331	1 613	376,00
174	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	0,2331	862	201,00
		Трубопровод ПВХ труба.УПГ, 1км				
175	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	1 120	592	663 040,00
176	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	1 120	91	101 920,00

177	1122-0105-0408 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 44</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Демонтаж трубопровода из полиэтиленовых труб, диаметр 160 мм <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	км	1	1 032 478	1 032 478,00
178	414-103-0101 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Трубы ПЭ. Погрузка	т	3,49	1 613	5 629,00
179	414-103-0102 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Трубы ПЭ. Разгрузка	т	3,49	1 613	5 629,00
180	412-501-0201 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	3,49	862	3 008,00
		Внутрип-ный трубоп-д ф219х8мм от ТФС до РВС 2000м³, 0,39км				
181	1101-0201-1125 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	436,8	592	258 586
182	1101-0203-0149 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	436,8	91	39 749
183	1125-0201-0106 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Трубопроводы диаметром 200 мм. Резка труб <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	км трубопровода	0,39	2 091 065	815 515
184	1125-0207-0506 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	км трубопровода	0,39	787 392	307 083
185	1125-0208-0104 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i> <i>ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15,</i> <i>таблица 1</i>	Трубопроводы промышленные диаметром 200 мм. Очистка полости (промывка и продувка) <i>Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</i>	км трубопровода	0,39	2 184 517	851 962
186	414-103-0101 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	16,38	1 613	26 421
187	414-103-0102 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	16,38	1 613	26 421
188	412-501-0201 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	16,38	862	14 120
		Внутрип-ный технол-ские сети ф426х12, 0,4745км				
189	1101-0201-1125 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i> <i>Изм. и доп. вып. 47</i> <i>Кзтр и Кэм=1,08</i>	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	531,44	592	314 612,00
190	1101-0203-0149 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024</i>	Траншей и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	531,44	91	48 361,00

	Изм. и доп. вып. 47 Кэтр и Кэм=1,08					
191	1125-0201-0108 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы диаметром 400 мм. Резка труб Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	0,4745	2 591 150	1 229 501,00
192	1125-0207-0508 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопровод диаметром 400 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	0,4745	894 923	424 641,00
193	1125-0208-0106 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы промышленные диаметром 400 мм. Очистка полости (промывка и продувка) Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	0,4745	2 587 965	1 227 990,00
194	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	58,71463	1 613	94 707,00
195	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	58,71463	1 613	94 707,00
196	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	58,71463	862	50 612,00
		Внутрип-ный технол-ские сети пресной воды ф89х4, 0,0905км				
197	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кэтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвале экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	101,36	592	60 005
198	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Изм. и доп. вып. 47 Кэтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	101,36	91	9 224
199	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы диаметром 89 мм. Резка труб Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	0,0905	1 578 666	142 869
200	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	0,0905	671 194	60 743
201	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка) Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	км трубопровода	0,0905	1 412 510	127 832
202	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	1,448	1 613	2 336

203	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	1,448	1 613	2 336
204	412-501-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубовозами вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	1,448	862	1 248
	Раздел 7:	Ограждения и навесы, лестницы				79 366 793
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			56 427 093
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			29 253 102
		машины и механизмы	тенге			19 496 941
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			5 954 716
		материалы, изделия и конструкции	тенге			2 723 217
		перевозки	тенге			719 542
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	11 986		
205	1147-0303-0110 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Ограды металлические из колючей проволоки. Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	м оград	2 430	4 202	10 210 860
206	1147-0303-0109 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Демонтаж оград металлических по железобетонным столбам без цоколя из сетчатых панелей высотой до до 2,2 м Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	м оград	8 128,1	7 565	61 489 077
207	1146-0401-0601 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Навесы металлические. Разборка с вывозкой	шт	7	126 511	885 577
208	1146-0401-0601 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Беседка. Разборка с вывозкой	шт	17	126 511	2 150 687
209	1109-0103-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Переходный мостик РВС 5000м³-2шт,Переходн.лестница общ.С.Б.,Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций	т конструкций	4	156 442	625 768
210	1109-0103-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Площадка приустьевая и под рем.агр.фунд.СК скв.233,Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций	т конструкций	1	156 442	156 442
211	1109-0103-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Сцена (для конкурса),Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций	т конструкций	20	156 442	3 128 840
212	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	201,8919	1 430	288 705
213	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	201,8919	1 430	288 705
214	411-103-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозок 1 км	т	201,8919	704	142 132

	Раздел 8:	Демонтаж зданий и сооружений				673 499 806
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			511 721 990
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			263 469 265
		машины и механизмы	тенге			137 203 335
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			39 747 745
		материалы, изделия и конструкции	тенге			1 443 394
		перевозки	тенге			23 131 087
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	115 193		
		Здания блочно-модульные				
215	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	т блок-боксов	1 141,856	61 336	70 036 880
		Здания не отапливаемые				
216	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание не отапливаемые. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м³ строительного объема	48 489,879	3 000	145 469 637
217	1146-0401-0501 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Уборная на 2 очко. Разборка надземной части с сохранением годных материалов, 3шт	м² площади застройки	75,6	26 119	1 974 596
		Здания отапливаемые				
218	1146-0401-0404 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здания отапливаемые. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м³ строительного объема	14 651,31	24 411	357 653 128
219	1146-0401-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Система водопровода. Разборка	м³ строительного объема	14 651,31	789	11 559 884
220	1146-0401-0303 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Система канализации. Разборка	м³ строительного объема	14 651,31	4 346	63 674 594
		Вывоз мусора				
221	414-104-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Мусор строительный. Погрузка	т	29 093,9274	266	7 738 985
222	412-102-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов самосвалами вне карьеров. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 1 км	т	29 093,9274	389	11 317 538
223	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	1 143,256	1 430	1 634 856
224	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	1 143,256	1 430	1 634 856
225	411-103-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность 20 т. Класс груза 1. Расстояние перевозок 1 км	т	1 143,256	704	804 852

Таблица П.12.2. – График ликвидации скважин в период разработки

Годы	Ликвидация скважин в консервации	Ликвидация контрольных скважин	Ликвидация водозаборных скважин	Выбытие добывающих скважин	Всего к ликвидации
2026				0	0
2027				1	1
2028				3	4
2029				5	6
2030				7	7
2031				1	1
2032				3	4
2033				3	3
2034				5	5
2035				3	3
2036				2	2
2037				6	6
2038				6	6
2039		15		2	17
2040	5			2	7
2041			4	3	7
2042				2	2
2043				4	4
2044				2	2
2045				4	5
Всего	5	15	4	64	88