

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №21033693

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

З. К. Киякбаев

« » 2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЮЖНЫЙ

(Дополнительное соглашение №1 к Договору №1060658/2024/1 от 08.04.2026г)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

Заместитель директора Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг» по производству

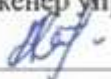
А. Ж. Шагильбаев

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке 	Башев А.А.	(Общее руководство)
Начальник управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО 	Хажитов В.З.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12)
Ответственный исполнитель по геологии, Инженер управления геологического моделирования 	Ахаткызы Д.	(глава 2, разделы 2.1, 2.3, 2.5, глава 11)
Ответственный исполнитель по разработке, Ведущий инженер управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО 	Дүзбаева Г.Б.	(Реферат, Введение, главы 1, 3, 4, 8, 9, 12)
Эксперт управления геофизики и петрофизики 	Абылхаиров А.И.	(раздел 2.2)
Инженер управления геофизики и петрофизики 	Өділбай Қ.Н.	(разделы 2.2, 2.4)
Старший инженер управления геологии и геологоразведки 	Ермеков Э. В.	(раздел 2.3)
Старший инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа 	Бағытов С. Ж.	(разделы 6.1, 6.2)
Старший инженер управления системы сбора, транспорта и подготовки продукции 	Каким А. С.	(разделы 6.3, 6.4, 6.5, 6.6)
Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин 	Амангалиев А.К.	(глава 7)
Эксперт управления бюджетирования и экономических исследований 	Матжанова М.Д.	(главы 5, 13, раздел 4.2)
Старший инженер управления экологии 	Амрина А. Қ.	(глава 10)
Ответственный за Документ-контроль: Хажитов В.З.		

СОДЕРЖАНИЕ

№п/п	Оглавление	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	16
1.	ВВЕДЕНИЕ	17
	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	20
2.	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	22
2.1	Характеристика геологического строения	22
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	39
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	59
2.3.1	<i>Свойства пластовой нефти</i>	59
2.3.2	<i>Состав и свойства нефти в поверхностных условиях</i>	64
2.3.3	<i>Компонентный состав и свойства газа</i>	66
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	72
2.5	Запасы нефти и газа	81
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	90
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	90
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	105
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	106
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	152
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	159
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	165
3.3.1	<i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	165
3.3.2	<i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i>	166
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	167
3.4.1	<i>Обоснование выделения объектов разработки</i>	167
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	171
3.4.3	<i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	173
3.4.4	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	173
3.4.5	<i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	177
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	179
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	185
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	185
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	195
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	202
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	206
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	206
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	209
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	209
6.1.1	<i>Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин</i>	211
6.1.2	<i>Условия фонтанирования скважин</i>	211
6.1.3	<i>Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин</i>	213
6.1.4	<i>Обоснование и выбор оборудования технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин</i>	217
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	221
6.3	Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	227
6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	231
6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	233
6.6	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт	239

№п/п	Оглавление	Стр.
1	2	3
	при применении методов повышения нефтеизвлечения	
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	240
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	240
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	246
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	249
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭУСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	262
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	271
10.1	Климатические условия расположения месторождения	271
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	279
12	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	287
13	РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	290
14	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	293
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	297

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Характеристика отбора керна	40
2.	2.2.2	Виды исследований, проведенные на керне	40
3.	2.2.3	Характеристика толщин продуктивных горизонтов	49
4.	2.2.4	Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов	50
5.	2.2.5	Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов	51
6.	2.2.6	Сравнение статистических рядов распределения проницаемости пласта (горизонта)	58
7.	2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	68
8.	2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.	68
9.	2.3.3	Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования	69
10.	2.3.4	Компонентный состав и свойства свободного газа	69
11.	2.3.5	Состав и свойства конденсата	69
12.	2.3.6	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	71
13.	2.4.1	Виды специальных исследований	72
14.	2.4.2	Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе вода-нефть	74
15.	2.4.3	Результаты исследований относительной проницаемости в системе вода-нефть	76
16.	2.4.4	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	78
17.	2.4.5	Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта	79
18.	2.4.6	Результаты анализа смачиваемости по Амотту	80
19.	2.4.7	Результаты определения смачиваемости методом центрифугирования (Стратум КЭР)	80
20.	2.5.1	Подсчет запасов нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г.	82
21.	2.5.2	Подсчет запасов свободного газа и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г.	85
22.	2.5.3	Подсчет запасов газа газовой шапки и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г.	86
23.	2.5.4	Подсчет запасов этана, пропана, бутана в растворенном в нефти газе месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г	87
24.	2.5.5	Подсчет запасов серы в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2025г	88
25.	2.5.6	Подсчет запасов парафина в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2025г	88
26.	2.5.7	Подсчет запасов этана, пропана, бутана в газе газовой шапки месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2025г.	89
27.	3.1.1	Количество проведенных ГДИС с начала разработки на 01.01.2026	91
28.	3.1.2	Количество проведенных ГДИС за анализируемый период 2024-2025гг	91
29.	3.1.3	Результаты определения Рпл по ГДИС в скважине №41, 48	96
30.	3.1.4	Среднее значения начального и текущего пластового давления по объектам разработки	101
31.	3.1.5	Количество проведенных замеров пластового и забойного давления с начала разработки	101
32.	3.1.6	Количество проведенных замеров пластового и забойного давления за 2024-2025гг	101
33.	3.1.7	Результаты проведенных ГДИС за последние 5 лет	102
34.	3.1.8	Сравнение результатов ГДИС	104
35.	3.2.1	Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г	108
36.	3.2.2	Начальные и текущие параметры работы новых скважин	109
37.	3.2.3	Распределение скважин по дебитам нефти за последние 3 года	114
38.	3.2.4	Динамика основных показателей разработки месторождения за 2024-2025гг	125
39.	3.2.5	Динамика основных показателей разработки I объекта за 2024-2025гг	126
40.	3.2.6	Динамика основных показателей разработки II объекта (всего) за 2024-2025гг	127

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
41.	3.2.7	Динамика основных показателей разработки русловой зоны II объекта за 2024-2025гг	128
42.	3.2.8	Динамика основных показателей разработки нерусловой зоны II объекта за 2024-2025гг	129
43.	3.2.9	Динамика основных показателей разработки III объекта за 2024-2025гг	130
44.	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению за период 2024-2025гг	140
45.	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту за период 2024-2025гг	142
46.	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту за период 2024-2025гг	144
47.	3.2.13	Сравнение проектных и фактических показателей по русловой зоне II объект за период 2024-2025гг	146
48.	3.2.14	Сравнение проектных и фактических показателей по нерусловой зоне II объект за период 2024-2025гг	148
49.	3.2.15	Сравнение проектных и фактических показателей по III объекту за период 2024-2025гг	150
50.	3.2.16	Основные показатели выработки запасов нефти по объектам разработки	153
51.	3.2.17	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам	156
52.	3.2.18	Дополнительная добыча от ГТМ по скважинам, проведенных за период 2024-2025гг	161
53.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов на дату отчета	169
54.	3.4.2	Адресная программа ГТП по рекомендуемому 2 варианту разработки	172
55.	3.5.1	Маркетинговые показатели	180
56.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат	182
57.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	183
58.	3.5.4	Ставки налога на добычу	183
59.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	183
60.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	184
61.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант	188
62.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант	188
63.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 рекомендуемый вариант	189
64.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 2 рекомендуемый вариант	189
65.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II объекту (всего). 2 рекомендуемый вариант	190
66.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту (всего). 2 рекомендуемый вариант	190
67.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по русловой зоне II объекта. 2 рекомендуемый вариант	191
68.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по русловой зоне II объекта 2 рекомендуемый вариант	191
69.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по нерусловой зоне II объекта. 2 рекомендуемый вариант	192
70.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по нерусловой зоне II объекта 2 рекомендуемый вариант	192
71.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 2 рекомендуемый вариант	193
72.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту 2 рекомендуемый вариант	193
73.	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. 2 рекомендуемый вариант	194

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
74.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту 2 рекомендуемый вариант	194
75.	4.2.1	Капитальные вложения, 2 рекомендуемый вариант	197
76.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 2 рекомендуемый вариант	197
77.	4.2.3	Производственный доход, 2 рекомендуемый вариант	198
78.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 рекомендуемый вариант	199
79.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 рекомендуемый вариант	201
80.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	205
81.	5.1.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки	207
82.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки	210
83.	6.2.1	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	226
84.	6.3.1	Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный	227
85.	6.3.2	Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный	230
86.	6.4.1	Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Южный (1- вариант)	232
87.	6.4.2	Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Южный (2 рекомендуемый вариант)	232
88.	6.5.1	Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин	235
89.	6.5.2	Техническая характеристика насоса Зульцер	237
90.	6.5.3	Физико-химические свойства пластовой воды водозаборной скважины BW-19	237
91.	6.5.4	Проницаемость пористой среды коллектора	237
92.	6.5.5	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	237
93.	6.5.6	Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Акшабулак Южный	238
94.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин №№ 80, 82, 83, 85	242
95.	7.1.2	Рекомендуемая конструкция для резервных скважин №№ 84, 87, 88, 89	243
96.	7.1.3	Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№ 80, 82, 83, 85 с проектной глубиной 1950м.	244
97.	7.1.4	Расчет продолжительности бурения для оценочных и резервных вертикальных скважин №№ 84, 87, 88, 89 с проектной глубиной 1950м.	244
98.	8.1.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ в целом по месторождению. Вариант 2 рекомендуемый	250
99.	8.1.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. Вариант 2 рекомендуемый	251
100.	8.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. Вариант 2 рекомендуемый	253
101.	8.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по русловой зоне II объекта. Вариант 2 рекомендуемый	255
102.	8.1.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по нерусловой зоне II объекта. Вариант 2 рекомендуемый	257
103.	8.1.6	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. Вариант 2 рекомендуемый	259
104.	8.1.7	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. Вариант 2 рекомендуемый	260
105.	9.1.1	Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки	270
106.	10.1.1	Общая климатическая характеристика	271
107.	10.1.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	271
108.	10.1.3	Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)	271
109.	10.1.4	Повторяемость направления ветра и штилей (%)	271
110.	10.1.5	Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2025 год	272

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
111.	10.1.6	Результаты анализа проб почвенного покрова за 2025 год	276
112.	11.1.1	Программа доразведочных работ месторождения акшабулак южный	284
113.	11.1.2	Ожидаемая продукция, дебиты и добыча в скважине п-2	286
114.	12.1.1	Результаты определения профиля притока в скважине № 38 30-31.07.2022г	287
115.	12.1.2	Результаты определения профиля притока в скважине № 50 02-03.11.2020г	288
116.	12.1.3	Результаты определения профиля притока в скважине № 50 28.02-01.03.2023г	289
117.	13.1.1	Таблица ликвидации скважин	291
118.	13.1.2	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	291
119.	13.1.3	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	292

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	21
2.	2.1.1	Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения	22
3.	2.1.2	Сводный геологический разрез отражающих горизонтов	23
4.	2.1.3	Карта тектонического районирования территории Тургайской НГП и разрез по профилю I-I (В.И. Корчагин 1996 г.)	28
5.	2.1.4	Тектоническая схема с элементами сдвигов деформации по кровле фундамента Южно-Тургайской впадины	29
6.	2.1.5	Палеотектонические профили Южно-Тургайской синеклизы	30
7.	2.1.6	Тектоническая схема Арыкумского прогиба	31
8.	2.1.7	Структурная карта по кровле горизонта Ю-III	33
9.	2.1.8	Структурная карта по кровле горизонта Ю-II	34
10.	2.1.9	Структурная карта по кровле горизонта Ю-I	35
11.	2.1.10	Структурная карта по кровле горизонта Ю-0-2б	35
12.	2.1.11	Структурная карта по кровле горизонта Ю-0-2а	36
13.	2.1.12	Структурная карта по кровле горизонта Ю-0-1б	36
14.	2.1.13	Структурная карта по кровле горизонта Ю-0-1а	37
15.	2.1.14	Структурная карта по кровле горизонта М-II-1	38
16.	2.2.1	Определение граничного значения пористости по данным керн (горизонт М-II)	41
17.	2.2.2	Определение граничного значения пористости по данным керн (горизонт Ю-0-1, Ю-0-2)	42
18.	2.2.3	Определение граничного значения пористости по данным керн (горизонт Ю-I, Ю-II, Ю-III тер, Ю-IV)	42
19.	2.2.4	Определение граничного значения пористости по данным керн (горизонт Ю-III/)	43
20.	2.2.5	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (М-II-1, М-II-2)	43
21.	2.2.6	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (Ю-0-1, Ю-0-2 русл.)	43
22.	2.2.7	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (Ю-0-1, Ю-0-2 нерусл.)	44
23.	2.2.8	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV)	44
24.	2.2.9	Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для меловых отложений	45
25.	2.2.10	Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для юрских отложений	45
26.	2.2.11	Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для меловых отложений	46
27.	2.2.12	Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для юрских отложений	46
28.	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания	62
29.	2.3.2	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	62
30.	2.3.3	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	62
31.	2.3.4	Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти	62
32.	2.3.5	Зависимость изменения пластового давления с глубиной залегания	63
33.	2.3.6	Зависимость изменения пластовой температуры с глубиной залегания.	63
34.	2.4.1	Кривые капиллярного давления (М-II, Ю-0, Ю-I, Ю-III, Ю-III/)	73
35.	2.4.2	Кривая относительной проницаемости нефти	74
36.	2.4.3	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода	75
37.	3.1.1	Динамика пластового давления по I объекту	92
38.	3.1.2	Динамика пластового давления по русловой зоне II объекта	94
39.	3.1.3	Структурная карта горизонта Ю-0-2б	94
40.	3.1.4	Динамика работы скважины Акш 38 по данным ТМС	95
41.	3.1.5	Динамика добычи скважины Акш 38	95
42.	3.1.6	Динамика работы скважины Акш 73 по данным ТМС	95
43.	3.1.7	Динамика пластового давления по нерусловой зоне II объекта	96

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
44.	3.1.8	Динамика пластового давления по II объекту	98
45.	3.1.9	Проницаемость скважин III объекта за весь период разработки	99
46.	3.1.10	Проницаемость скважины №35 III объекта за весь период разработки	99
47.	3.1.11	Структурная карта горизонта Ю-III	99
48.	3.1.12	График динамики давления и дебитов скважины Акш 65 за все время исследования	100
49.	3.1.13	График изменения давления скважин Акш 52, Акш 56 и Акш 65	100
50.	3.2.1	Темпы бурения скважин с начала разработки	107
51.	3.2.2	Распределение фонда скважин по месторождению на 01.01.2026г	107
52.	3.2.3	Динамика работы скважины №75	109
53.	3.2.4	Динамика работы скважины №77	110
54.	3.2.5	Динамика работы скважины №77	110
55.	3.2.6	Динамика работы скважины №81	111
56.	3.2.7	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	116
57.	3.2.8	Технологические показатели разработки месторождения с начала разработки	118
58.	3.2.9	Технологические показатели разработки II объекта с начала разработки	119
59.	3.2.10	Технологические показатели разработки II объекта с начала разработки	121
60.	3.2.11	Технологические показатели разработки русловой зоны II объекта с начала разработки	122
61.	3.2.12	Технологические показатели разработки нерусловой зоны II объекта с начала разработки	123
62.	3.2.13	Технологические показатели разработки III объекта с начала разработки	124
63.	3.2.14	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	132
64.	3.2.15	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I объекту разработки	133
65.	3.2.16	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II объекту разработки	135
66.	3.2.17	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по русловой зоне II объекта разработки	136
67.	3.2.18	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по нерусловой зоне II объекта разработки	137
68.	3.2.19	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по русловой зоне III объекта разработки	139
69.	3.2.20	Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки	152
70.	3.2.21	Распределение остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки	152
71.	3.2.22	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	155
72.	3.2.23	Распределение КИН по объектам разработки	155
73.	3.2.24	Характеристики вытеснения по I объекту	156
74.	3.2.25	Характеристики вытеснения по II объекту (русло)	157
75.	3.2.26	Характеристики вытеснения по II объекту (нерусло)	157
76.	3.2.27	Характеристики вытеснения по III объекту	158
77.	3.2.28	Распределение дополнительной добычи от ГТМ за 2024г	161
78.	3.2.29	Распределение дополнительной добычи от ГТМ за 2025г	161
79.	3.2.30	Динамика работы скважины №75, введенной из бурения в 2024г	162
80.	3.2.31	Динамика работы скважины №77, введенной из бурения в 2024г	162
81.	3.2.32	Динамика работы скважины №78, введенной из бурения в 2024г	162
82.	3.2.33	Динамика работы скважины №57, введенной из наблюдательного фонда в 2024г	163
83.	3.2.34	Динамика работы скважины №64, введенной из наблюдательного фонда в 2024г	163
84.	3.2.35	Динамика работы скважины №65, введенной из наблюдательного фонда в 2024г	163
85.	3.2.36	Динамика работы скважины №81, введенной из бурения в 2025г	164
86.	3.2.37	Динамика работы скважины №65, при проведении РИР в 2025г	164
87.	3.2.38	Динамика работы скважины №51, введенной из наблюдательного фонда в 2025г	164
88.	3.2.39	Динамика работы скважины №37, введенной из наблюдательного фонда в 2025г	164

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
89.	6.1.1	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)	212
90.	6.1.2	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)	212
91.	6.1.3	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)	213
92.	6.1.4	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	215
93.	6.1.5	Устьевая арматура УЭЦН	219
94.	6.3.1	Технологическая схема системы сбора и транспортировки газожидкостной смеси месторождения Акшабулак Южный	228
95.	6.3.2	Существующая принципиальная схема ЦППН месторождения Акшабулак Центральный	229
96.	6.3.3	Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный	230
97.	6.4.1	Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа	231
98.	6.5.1	Технологическая схема БКНС месторождения Акшабулак	236
99.	6.5.2	Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный	239
100.	10.1.1	Роза ветров	272
101.	11.1.1	Подсчетный план по кровле горизонта Ю-III	280
102.	11.1.2	Карта эффективных нефтенасыщенных толщин горизонта Ю-III	280
103.	11.1.3	Структурная карта по отражающему горизонту	281
104.	11.1.4	Сейсмический разрез InLine	281
105.	11.1.5	Сейсмический разрез XLine	281

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Геологические профили по линиям I-I', II-II'	1	1	гор: 1:25000 верт: 1:2500	н/с
2	Геолого-литологические профили по линиям I-I', II-II'	2	1	гор: 1:25000 верт: 1:1000	н/с
3	Горизонты М-I, М-II. Схема обоснования УГВК, ГВК	3	1	1:500	н/с
4	Горизонт Ю-0-1. Схема обоснования ГНК, ВНК	4	1	1:500	н/с
5	Горизонт Ю-0-2. Схема обоснования ГВК, ГНК, ВНК,	5	1	1:500	н/с
6	Горизонт Ю-I. Схема обоснования ГВК, ГНК, ВНК,	6	1	1:500	н/с
7	Горизонт Ю-II. Схема обоснования ГВК, ГНК, ВНК,	7	1	1:500	н/с
8	Горизонт Ю-III. Схема обоснования ГВК, ГНК, ВНК,	8	1	1:500	н/с
9	Горизонт М-I. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин.	9	1	1:25000	н/с
10	Подгоризонт М-II-1а. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин.	10	1	1:25000	н/с
11	Подгоризонт Ю-0-1. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	11	1	1:25000	н/с
12	Подгоризонт Ю-0-2а. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	12	1	1:25000	н/с
13	Подгоризонт Ю-0-2б. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	13	1	1:25000	н/с
14	Горизонт Ю-I. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	14	1	1:25000	н/с
15	Подгоризонт Ю-II. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	15	1	1:25000	н/с
16	Горизонт Ю-III. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	16	1	1:25000	н/с
17	Карта фонда пробуренных скважин месторождения Акшабулак Южный	17	1	1:25000	н/с
18	Карта текущих и суммарных отборов I объект	18	1	гор: 1:25000 верт: 1:2500	н/с
19	Карта текущих и суммарных отборов II объект	19	1	гор: 1:25000 верт: 1:1000	н/с
20	Карта текущих и суммарных отборов III объект	20	1	1:25000	н/с
21	Карта изобар по объектам	21	1	1:25000	н/с
22	Карта пробуренных и проектных скважин I объект	22	1	1:25000	н/с

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
23	Карта пробуренных и проектных скважин II объект	23	1	1:25000	н/с
24	Карта пробуренных и проектных скважин III объект	24	1	1:25000	н/с
25	Карта пробуренных и проектных скважин IV объект	25	1	1:25000	н/с

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№№ ТП.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	П.2.3.1	Замеренные параметры пластовой нефти	
2.	П.2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.	298
3.	П.2.3.3	Физико-химические свойства конденсата	298
4.	П.2.3.4	Компонентный состав выделившегося газа однократного разгазирования (моль, %)	300
5.	П.2.3.5	Компонентный состав и свойства свободного газа	301
6.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин. Месторождение. 1 вариант	302
7.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение. 1 вариант	302
8.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин. Объект I. 2 вариант	303
9.	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект I. 1 вариант	303
10.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин. Объект II всего. 1 вариант	304
11.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II всего. 1 вариант	304
12.	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин. Объект II русло. 1 вариант	305
13.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II русло. 1 вариант	305
14.	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин. Объект II нерусло. 1 вариант	306
15.	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II нерусло. 1 вариант	306
16.	П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин. Объект III. 1 вариант	307
17.	П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект III. 1 вариант	307
18.	П.4.1.13	Характеристика основного фонда скважин. Объект IV. 1 вариант	308
19.	П.4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект IV. 1 вариант	308
20.	П.4.2.1	Капитальные вложения, 2 рекомендуемый вариант	309
21.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность, 2 рекомендуемый вариант	309
22.	П.4.2.3	Производственный доход, 2 рекомендуемый вариант	310
23.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 рекомендуемый вариант	311
24.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 рекомендуемый вариант	313
25.	П.12.1	Сводный сметный расчет месторождения Акшабулак Южный	315
26.	П.12.2	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Акшабулак Южный	316
27.	П.12.3	Локальная смета репер с тумбой	319
28.	П.12.4	График ликвидации скважин в процессе разработки	322

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПРОДУКТИВНАЯ ТОЛЩА, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ПРОЕКТНАЯ ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ, ДОРАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ.

Цель работы – оценка эффективности реализуемой системы разработки месторождения Акшабулак Южный.

В настоящем отчете приведены история разработки месторождения, новые сведения о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

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.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 2 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению 2 вариант разработки месторождения.

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

Область применения – месторождение Акшабулак Южный.

Анализ в работе выполнен по состоянию изученности на 01.01.2026г.

1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и СП «Казгермунай», согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, зарегистрированный в Министерстве юстиции РК 28.06.2018г за №17131) и НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Недропользователем месторождения Акшабулак Южный является «ТОО «СП «Казгермунай», имеющее контракт на основании и коммерческой деятельности Совместного Предприятия «Казгермунай» между ПО «Южказнефтегаз» и «ФЕБА ОЙЛ АГ» (ФРГ), «Эрдойль-Эрдгаз Гоммерн ГмбХ» (ФРГ) на пользование недрами, заключенный 09.11.1993г и Акт Государственной регистрации №13 от 18.08.1994г.

Структура выявлена и подготовлена под глубокое поисково-разведочное бурение Турланской геофизической экспедицией в 1987г. В 1989г в соответствии с «Дополнением к зональному проекту поисков месторождений нефти и газа в Центральном-Арыскупской зоне» пробурены поисковые скв. №№3, 4, 6. Скважина №3 выявила газонефтяные залежи в горизонтах Ю-0, Ю-III и газовые залежи в горизонтах Ю-I и М-II-1.

В 2001г ТОО «Компания Недра-Инжиниринг» выполнило отчет «Подсчет запасов нефти и газа по площадям Южный Акшабулак и Восточный Акшабулак Кызыл-Ординской области РК (на 01.01.2001г.)», (Протокол ГКЗ РК № 88-01-П от 3.04.2001г).

В 2002г составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения...», (Протокол ЦКР РК №24 от 3-4.12.2003г.), на основании которого велась пробная эксплуатация месторождения. В 2005г. составлен план мероприятий по доразведке месторождения Акшабулак Южный (Протокол ЦКР №36 от 9.12.2005г.), где определены основные задачи доразведки и пути их решения.

В 2007г ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области РК (на 01.01.2007г)» (Протокол ГКЗ РК №622-07-У от 25.09.2007г.). В этом же году составлена «Технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный» (Протокол ЦКР РК №47 от 14.12.2007г.).

В 2009 и 2011гг. ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнены отчеты Авторские надзоры за реализацией технологической схемы разработки.

В 2012г ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный

Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2012г.» (Протокол ГКЗ РК №1234-12-У от 22.11.2012г.).

В 2013г был выполнен проект «Уточненная технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный».

В 2014-2015гг были выполнены авторские надзоры, в рамках которых уточнены технологические показатели разработки месторождения на 2014г и 2015г соответственно.

В 2016г выполнен «Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивного горизонта Ю-III месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан», на основании проведенных по горизонту работ, бурение новых скважин №№ 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53 и 36Д, испытание скважин №36, 46, 49, 50, 52, отбора дополнительных проб нефти и т.д.

В 2016г, с учетом прироста запасов выполнен «Анализ разработки...», утвержденный Комгео на основании протокола ЦКРР РК №75/10 от 19.08.2016, где были рассмотрены 2 варианта разработки с вовлечением в разработку новых запасов. В том же году по результатам бурения новых скважин, выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов...», утвержденный протоколом №1787-17-У заседания ГКЗ РК от 23 февраля 2017г, где произошло увеличение геологических запасов нефти по промышленной категории на 11%.

В 2018г был составлен «Проект разработки ...» [35] (Письмо утверждения Комитета геологии и недропользования №27-5-342-И от 19.02.2018г на основании Протокола ЦКРР РК №1/4 от 26.01.2018г).

В 2020г выполнен «Анализ разработки ...» в связи с необходимостью уточнения технологических показателей разработки на 2020-2022гг.

В 2021г в связи с новой структурно-тектонической моделью с целью уточнения геологического строения утвержден отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения...» (Протокол ГКЗ РК №2386-21-У от 07.12.2021г).

В рамках «Пересчета запасов...» утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям В+С₁ составили 6951,0 тыс.т и 2732,0 тыс.т, соответственно. По категории С₂ геологические/извлекаемые запасы составляют 1376/417 тыс.т нефти.

В 2022г на основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов...» 2021г, составлен «Проект разработки месторождения Акшабулак Южный», согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки до конца рентабельного периода при условии продления контракта №39 от 09.11.1993г в установленном законодательством порядке, при этом

технологические показатели по III варианту разработки приняты на период с 2022 года по 2024 год (Протокол ЦКРР РК №23/4 от 24.02.2022г).

В 2023г выполнен «Прирост запасов...» в рамках которого изменений по запасам нефти не произошло, запасы свободного газа увеличились на 23%, сухого газа на 23% и конденсата на 24% (Протокол ГКЗ РК №2598-23-У от 28.09.2023г).

В 2024г выполнен действующий проектный документ «Анализ разработки...» на основании многочисленных работ, проведенных после ПР-2022г, включающих, бурение 11 скважин, в том числе 9 добывающих (№№63,64,65,66,69,73,74,75,76) и 2 оценочных (№№67,68), отбора глубинных и поверхностных проб, отбора кернового материала, их влияния на геологическое строение залежи. В рамках «АР-2024г» утверждены технологические показатели разработки на период 2024-2026гг. (Протокол ЦКРР РК №52/3 от 27 июня 2024г).

В 2025г на основании получения новых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по результатам бурения оценочных скважин в количестве 2 единиц (№№67,68) и эксплуатационных скважин №№65, 66, уточнения фильтрационных характеристик, флюидальной модели месторождения выполнен «Пересчет запасов...» дальнейшим утверждением на заседании ГКЗ РК (Протокол ГКЗ №2777-25-У от 06.11.2025г.), согласно которому геологические и извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению приращены на 8% и составили 7 766 тыс.т и 3 008 тыс.т соответственно.

Основанием составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...» является уточнение геологического строения залежи в рамках «Пересчета запасов...» - 2025г, отсутствие технологических показателей разработки с 2027г, необходимость утверждения технологических потерь углеводородов.

Недропользователями месторождения являются ТОО «СП «Казгермунай», имеющее Дополнение №7 от 19.05.2023г к Контракту №39 от 09.11.1993г, со сроком действия до 1 марта 2034г и Государственную Лицензию серии МГ №2а (нефть) от 19.03.1997г на право пользования недрами, проведение разведки и добычи УВ на месторождениях в Кызылординской области РК. Площадь горного отвода ТОО СП «Казгермунай» составляет 5,88 км², глубина горного отвода в вертикальных разрезах до кристаллического фундамента.

В работе использованы фактические материалы, предоставленные инженерно-геологическими службами недропользователей. Авторы выражают благодарность специалистам за сотрудничество при выполнении настоящего отчета.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Джусалы и Джалагаш, которые расположены к юго-западу от месторождения, соответственно на расстояниях 135 км и 120 км.

Расстояние от месторождения Акшабулак Южный до областного центра г.Кызылорда составляет 115 км. На расстоянии порядка 40 км к северу от месторождения проходит нефтепровод Каракойын-Кумколь (Рис.2.1).

Крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с вахтовым поселком нефтяников, находится в 70 км севернее площади Акшабулак Южный. В 65 км северо-западнее от группы месторождений Акшабулак проходит Ленинск-Жезказганская ЛЭП.

В орографическом отношении район площади Южный Акшабулак представлен песчаными барханами с абсолютными отметками рельефа 110-150 м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями средних и дневных температур воздуха, годовое количество осадков 100-150 мм. Максимальные температуры летом +35+38°C, минимальные зимой до -30°C. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны. Водные артерии на площади работ отсутствуют.

Обеспечение буровых технической и бытовой водой производится из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-80 м. Вода не соответствует ГОСТу и не может быть использована как питьевая из-за повышенного содержания фтора.

Животный мир и растительность представлена видами, типичными для полупустынь.

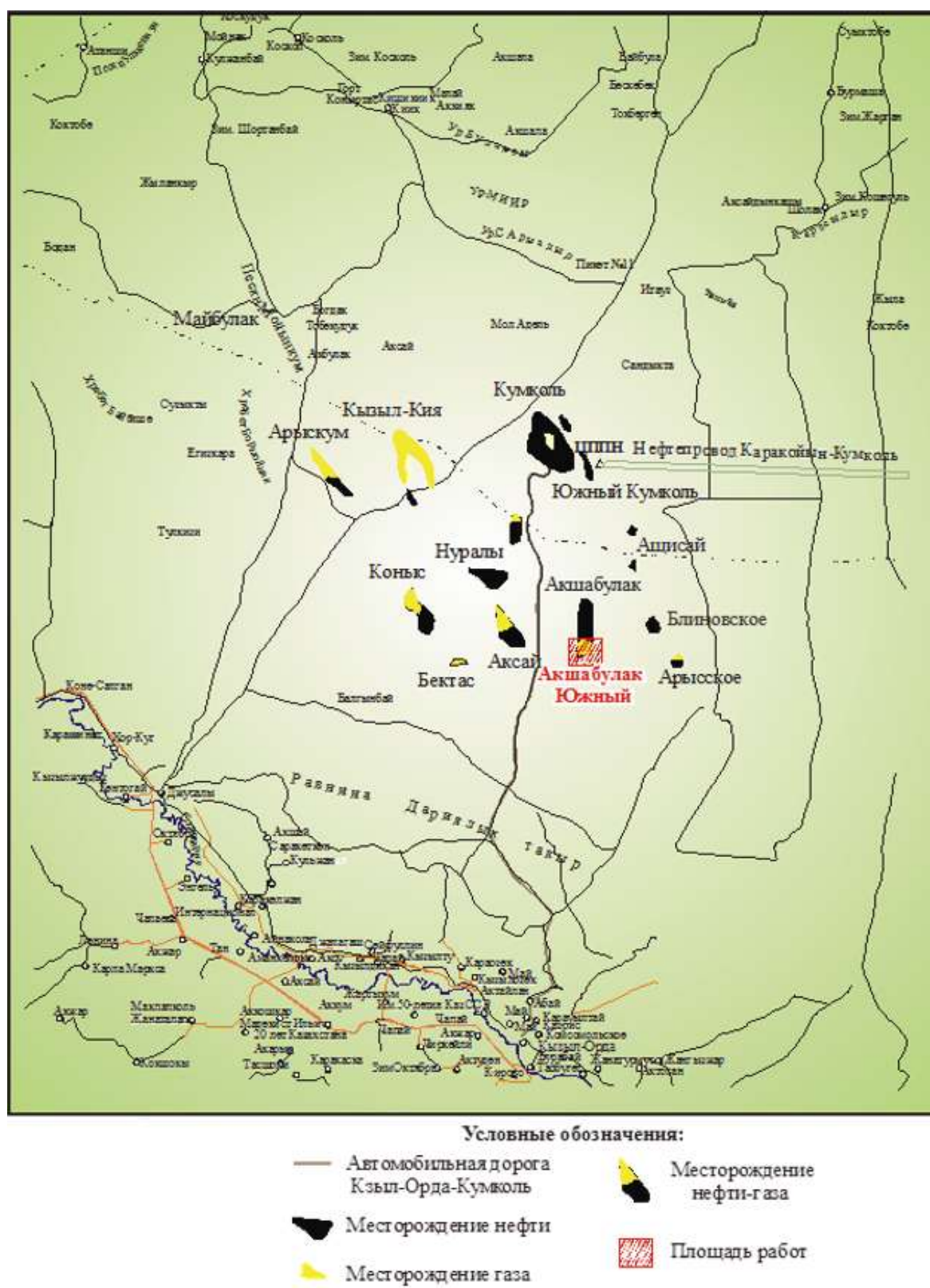


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

В строении района и месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойско-нижнепалеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования.

На рисунках ниже представлены стратиграфический (рис.2.1.1) и сводный геологический разрезы (рис.2.1.2) продуктивной части Акшабулакского месторождения с привязкой к основным отражающим горизонтам Арыскупского прогиба.

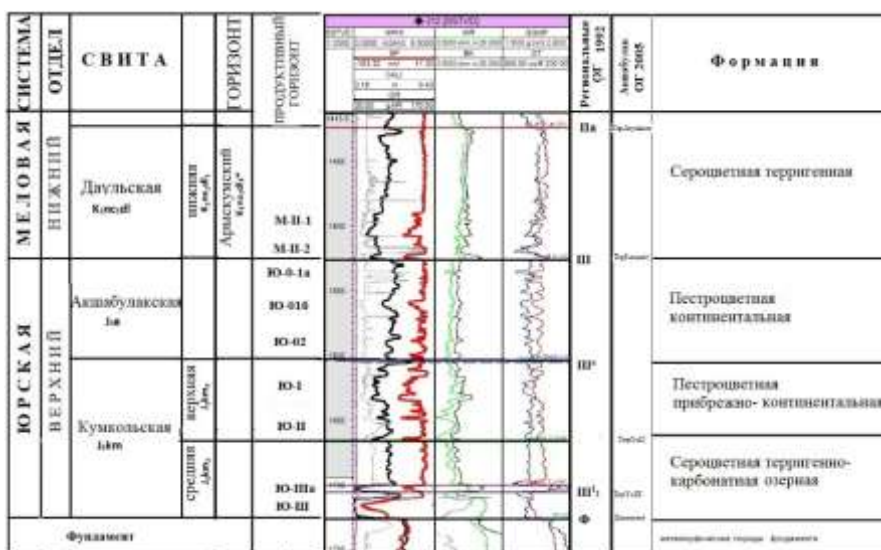


Рисунок 2.1.1 – Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения
Фундамент (PR-PZ)

Породы фундамента на месторождении Акшабулак Южный вскрыты пробуренными скв. №№3, 4, 6, 15, 16, 31, 32, 35, 36, 37, 38, 41, 45, 46, 47, 48, 50, 52, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 66, 67, 68, 206, 273. Разрез фундамента представлен темно-зелеными хлорит-серицитовыми сланцами, гнейсами, светло-серыми, серыми, плотными кварцитами. Породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания. Вскрытая толщина достигает 307 м. Продуктивный горизонт PZ относится к протерозойско-палеозойскому возрасту (фундамент). По керновому материалу в ряде скважин отмечается наличие трещиноватых участков в верхнем слое эрозионной поверхности фундамента, трещины которых заполнены нефтью (№№ 36, 60).

Из-за большой мощности мезозой-кайнозойского платформенного чехла (от 500 до 5000 м и более) геологические исследования палеозойских и протерозойских отложений в

Южно-Торгайской впадине проводились с небольшим количеством скважин вскрывших доюрские отложения.

На месторождениях Ащисай, Доцан, Северо-Западный Коныс, Кумколь, Еспе, Нуралы, Аксай, Коныс палеозойские отложения представлены разномеристыми песчаниками, с гравием, серыми и темно-серыми аргиллитами, хлоритизированными сланцами зелеными с прослойками гравелитов, плотные, трещиноватые, с включениями обломков кальцита. В разрезе скважины 1 Ащисай, в интервале 1230–1423 м залегают сланцы окварцованно-хлоритизированные, серые, темно-серые, с ожелезненными вкраплениями, трещиноватые, по трещинам известковистые.

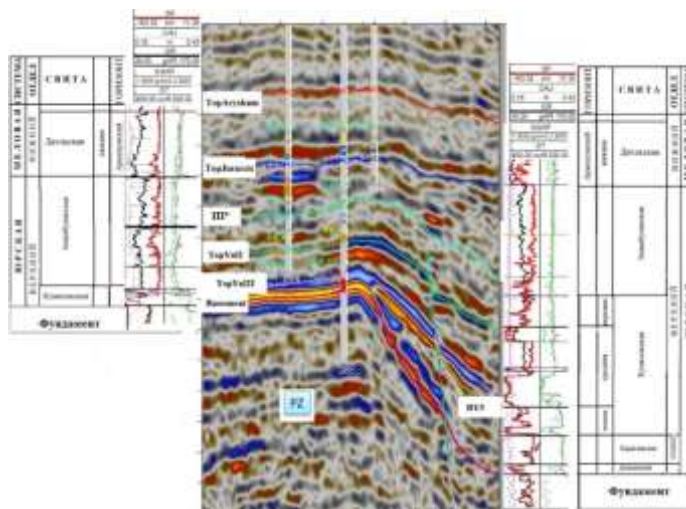


Рисунок 2.1.2 – Сводный геологический разрез отражающих горизонтов

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J)

В разрезе юрских отложений в региональном плане выделяются три ритмокомплекса сероцветных терригенных отложений в составе свит: нижний (бектасская и айбагинская свиты), средний (доцанская и карагансайская свиты) и верхний (кумкольская и акшабулакская свиты). Нижний и средний ритмокомплексы не участвуют в строении Акшабулакского выступа и развиты только во внутренних частях мульды. В строении Акшабулакского выступа участвует верхний ритмокомплекс в составе кумкольской и акшабулакской свит.

По спорово-пыльцевым комплексам возраст отложений кумкольской свиты определен как келловейский-оксфорд, акшабулакской-кимериджский-титон.

Келловейский + Оксфордский ярусы – J₂-J₃kl-o

Кумкольская свита – J₂-3km

Кумкольская свита расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнекумкольская подсвита (J2-3km1) развита только во внутренних частях грабен-синклиналей. На большей части площади Южный Акшабулак отложения нижней подсвиты в разрезе отсутствуют, вскрыты только в скв. №№6, 32, 38, 46, 52, 55, 56, 273, 339.

Литологически верхняя часть нижнекумкольской подсвиты представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зелеными, иногда переходящими в глинистые алевролиты с прослоями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослои угля.

К нижней части нижнекумкольской подсвиты приурочена пачка песчаников серых, темно-серых, массивных, среднезернистых, где выделяется водоносный горизонт Ю-IV. Толщина подсвиты 1,4-70м.

Среднекумкольская подсвита (J2-3km2), в свою очередь, расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт (J2-3km21) в основании разреза сложен песчаником светло-серым, разномзернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком, и к нему приурочен продуктивный горизонт Ю-III, который литологически разделяется на два подгоризонта: карбонатный Ю-III/ и терригенный Ю-III.

Карбонатный подгоризонт Ю-III/ сложен известняками светло-серыми, часто с тонкими прослоями алевролита и песчаника.

Терригенный подгоризонт Ю-III – залегает в основании разреза и представлен песчаником светло-серым, разномзернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком.

Разделом между карбонатными и терригенными подгоризонтами являются глины зеленовато-серые, алевроитистые.

Толщина нижнего горизонта среднекумкольской подсвиты достигает от 3,3 до 75м.

Верхний горизонт (J2-3km22) представлен темно-серыми глинами со слоями глинистого алевролита и является зональным флюидоупором над горизонтом Ю-III. Толщина верхнего горизонта среднекумкольской подсвиты составляет от 9м (скв. №272) до 115м (скв. №52).

Верхнекумкольская подсвита (J2-3km3) расчленяется на три пачки: нижнюю преимущественно песчаную, среднюю глинистую и верхнюю глинисто-песчаную.

Нижняя пачка сложена песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабо сцементированными глинистым цементом, переходящими в пески. Местами отмечаются прослои темно-серых глинистых алевролитов, реже глин. В разрезе нижней пачки выделяется водоносный горизонт Ю-II.

Средняя пачка представлена темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами с отдельными прослоями и линзами мелкозернистых песчаников, слабосцементированных

глинистым цементом, и тонких прослоев плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе. Отложения средней пачки являются разделом горизонтов Ю-II и Ю-I.

Верхняя пачка, глинисто-песчаная, представлена переслаиванием темно-серых и серых, слабосцементированных песчаников, кварцево-полевошпатовых, на глинистом и карбонатно-глинистом цементе, глинистых алевролитов и глин с преобладанием глинистых алевролитов. К верхней глинисто-песчаной пачке приурочен продуктивный горизонт Ю-I.

Общая толщина верхнекумольской подсвиты изменяется от 43,6 м до 117,5 м.

**Акшабулакская свита - J_{3a}
Кимериджский + Титонский ярусы – J₃ km+ tt**

В Арыкумском прогибе свита расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнеакшабулакская подсвита представлена преимущественно зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников.

Верхнеакшабулакская подсвита сложена пестроцветными (фиолетовыми, коричневыми, серыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников в верхней части.

К песчаным породам руслового-аллювиального литотипа приурочен продуктивный горизонт Ю-0, состоящий из продуктивных подгоризонтов – Ю-0-1, Ю-0-2.

Продуктивный подгоризонт Ю-0-1 вскрыт всеми скважинами, некоторые из которых пробурены в русловой зоне скв. №№37 (русло 13), №207 (русло 12), 32, 206 (русло 11).

Продуктивный подгоризонт Ю-0-2 также вскрыт всеми пробуренными скважинами, из них пробурены в русловой зоне скв. №№36, 47, 272, 273, 36Д (русло 3).

Разрез продуктивных подгоризонтов Ю-0-1 и Ю-0-2, вскрытый скважинами вне зоны русловых каналов, представлен песчаными отложениями с прослоями глин и плотных пород, за исключением скв. №№6, 37, где разрез представлен пластами плотных и глинистых пород.

Общая толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах 53,6-123,4 м.

Меловая система (K)

В строении района участвуют нижний и верхний отделы меловой системы. Отложения нижнего отдела мела расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкинскую.

Нижний отдел – K₁

Неокомский надъярус – K_{1nc}

Даульская свита - K_{1nc1dl}

В разрезе даульской свиты по литологическому составу пород выделяются нижняя и верхняя подсвиты. В свою очередь, нижнедаульская подсвита делится на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (K1nc1ar) залегает на акшабулакской свите с перерывом в осадконакоплении и частичным размывом ее кровли. По литологическому составу пород он представлен двумя толщами. Разрез нижней толщи представлен базальным слоем, сложенным переслаиванием песчаников и алевролитов, коричневых и серых, с преобладанием песчаных пород в нижней части и резким преобладанием глинистых алевролитов в верхней части.

В разрезе нижней части установлены горизонты М-II-1 и М-II-2, разделенные локальной покрывкой из глинистых алевролитов.

Толщина арыкумского горизонта составляет 72-110,5 м.

Верхний горизонт нижедаульской подсвиты (K1nc1dl12) представлен красноцветными глинами, прослоями алевроитистыми.

Верхний горизонт нижнего неокома вместе с верхней пачкой арыкумского горизонта представляет региональную покрывку над продуктивными горизонтами верхней юры и арыкумского горизонта.

Толщина горизонта 97,5-138 м.

Верхнедаульская подсвита (K1nc1dl12) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками с невыдержанными по толщине прослоями глинистых алевролитов и глин. В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержанными прослоями слабосцементированных песчаников и песков. Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, глинистых алевролитов и глин.

Толщина подсвиты составляет 335-424 м.

Аптский + среднеальбский ярусы-K1a-al2

Карачетауская свита

К основанию свиты приурочена пачка серых и темно-серых песков и гравелитов. В средней и, в меньшей степени, верхней частях разреза развиты прослои темно-серых глин с углистым детритом, с остатками фораминифер.

Толщина свиты составляет 170,5-237 м.

Верхнеальбский + сеноманский ярусы –K1-2al3-s

Кызылкинская свита

Разрез свиты сложен коричневыми, серыми, зелеными глинистыми алевролитами, глинами с пластами песков. Толщина свиты составляет 187-290 м.

Верхний отдел – K2

Турон-сенонский надъярус (K2t-sn)

Балапанская свита

Разрез балапанской свиты представлены морскими сероцветными и континентальными пестроцветными песчаными породами и в меньшей степени алевролитами и глинами. Толщина составляет 312-411 м.

Палеогеновая система – Р

Отложения палеогена залегают на размытой поверхности верхнего мела и представлены морскими сероцветными глинистыми отложениями палеоцена-эоцена, содержащими в нижней части пласты мергелей и песчаников.

Толщина отложений изменяется от 234 до 311 м.

Плиоцен + четвертичные отложения – N₂ + Q

Плиоцен-четвертичные отложения залегают на эродированной поверхности эоцена. Неогеновые отложения представлены палевыми глинами, суглинками, четвертичные-эоловыми песками.

Толщина 22-72 м.

Тектоника

Тектоника с образом палеотектонических реконструкций

Основной структурой, определяющей современный структурный план региона, является Южно-Тургайский внутриконтинентальный рифт как фрагмент единой крупнейшей внутриконтинентальной рифтовой системы, протягивающейся на север в Западную Сибирь и юго-восток в зону Талассо-Ферганского сдвига (рис. 2.1.4). В структуре отчетливо выделяются два прогиба: на юге - Арыкумский, а на севере - Жиланчикский, разделенные Мынбулакской седловиной. В Арыкумском прогибе расположены все открытые месторождения. В его пределах в фундаменте прослеживаются относительно узкие грабены триасовых и юрских пород, а меловые и палеогеновые отложения полностью перекрывают прогиб. Здесь выделяются Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская грабен синклинали с амплитудой 2,0-3,5км. Мощность осадочного чехла обычно не превышает 2,0-3,5км, а максимальная достигает 5,5км (рис. 2.1.3). Представленная на рисунке линия регионального профиля проходит севернее площади месторождения Акшабулак, расположенного в южной части Акшабулакской грабен-синклинали, ближе к ее западному борту.

Тектоническая история района работ кратко изложена в статье Сиражева Н.Ж. и др. (1989). Путем палеотектонических реконструкций мезозойско-кайнозойской истории геологического развития Южно-Тургайской синеклизы с позиции тектоники плит ими было установлено шесть геодинамических этапов: грабен-горстовый (ранняя – средняя юра), изостатического выравнивания (позднеюрская эпоха), инверсионный (неокомский век),

раннесинеклизный (аптский, альбский века и позднемиоценовая эпоха), позднесинеклизный (палеоцен – эоцен) и второй инверсионный (олигоценовая эпоха – четвертичный период).

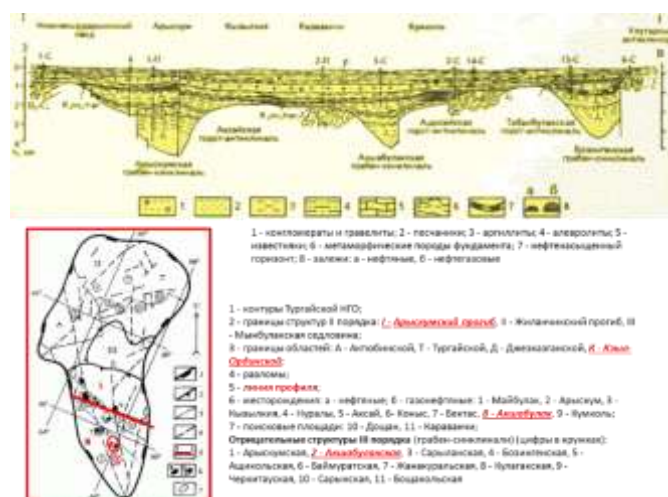


Рисунок 2.1.3 – Карта тектонического районирования территории Тургайской НГП и разрез по профилю I-I (В.И. Корчагин 1996 г.)

В. С. Шеин с соавторами (1986 г.) установили этапы рифтогенеза с выделением средней (ранняя и средняя юра) и поздней (позднеюрская эпоха) стадий и этап надрифтовых депрессий (меловой и палеогеновый период). Гребен-горстовый геодинамический этап характеризуется расхождением блоков фундамента, заложением серии грабенов и разделяющих их горстов.

В грабенах происходило накопление озерных, русловых и пойменных фаций, обильно содержащих гумусовое и гумусово-сапропелевое ОВ (Сорг до 10%). Широкое развитие ограничивающих грабены разломов и усиление теплового потока по ним обусловило благоприятные палеотермические условия (100–130 °С). Это обеспечивало прогрев ОВ пород, степень катагенетического преобразования которого относится к МК12 – МК21, и создавало благоприятные условия для генерации УВ нефтяного ряда на сравнительно небольших глубинах (1 – 1,2 км).

Последующие этапы геодинамического развития: изостатического выравнивания и инверсионный, характеризуются как структурообразующие, с формированием локальных структур (Арыскуль, Кумколь, Акшабулак и др.) и замыканием неантиклинальных ловушек нефти и газа в бортовых частях грабен-синклиналей и на склонах горст-антиклиналей (Кенлык, Караванши и др.). Плавные колебания в позднеюрскую эпоху привели к тому, что к началу мелового периода поверхность рельефа была выровнена, в континентальных водоемах происходило накопление озерных фаций с содержанием Сорг в среднем 0,2% и фоновыми концентрациями битумоидов.

Интенсивные подвижки инверсионного характера сформировали в неокомский век огромный по площади межгорный прогиб, где в условиях аридного климата накапливались

красноцветные отложения русел мелких рек, ручьев, проток и других стоков. Тектонические движения этих этапов создавали благоприятные условия для миграции УВ, генерируемых ниже-среднеюрским угленосно-терригенным комплексом, и их аккумуляции в неантиклинальных ловушках бортовых зон грабен-синклиналей и склонов горст-антиклиналей. При этом в ловушках длительного конседиментационного развития (Кумколь) формировались преимущественно залежи нефти, а в структурах, возникших за счет одноактовых подвижек инверсионного геодинамического этапа (Арыскум), образовались в основном газовые залежи.

Раннесинеклизный и позднесинеклизный геодинамические этапы знаменуются накоплением озерных, аллювиально-равнинных и морских комплексов отложений, медленным и стабильным прогибанием центральных частей Южно-Тургайской синеклизы, что благоприятствовало сохранению образовавшихся залежей нефти и газа, вызвало дальнейшее погружение ниже-среднеюрских толщ, дополнительную генерацию ими УВ и их миграцию в сторону бортовых частей грабен-синклиналей и разделяющих их горстов (рис. 2.1.5).

В тектоническом плане Акшабулакское поднятие расположено на стыке двух крупных тектонических элементов II порядка: Аксайской горст-антиклинали и Акшабулакской грабен-синклинали.

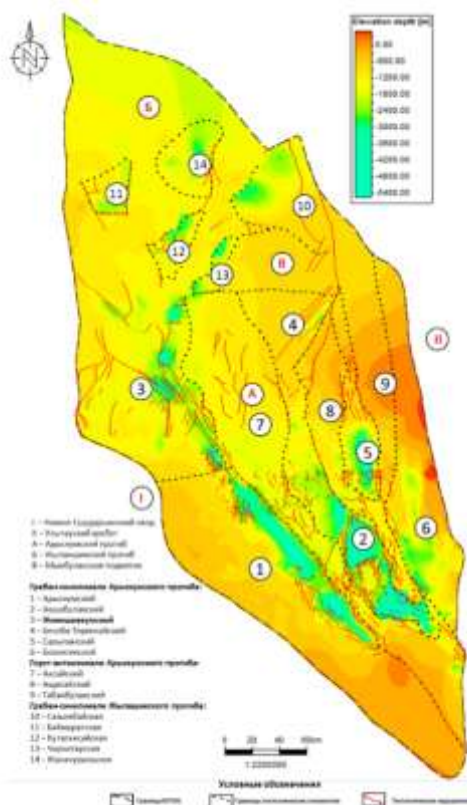


Рисунок 2.1.4 – Тектоническая схема с элементами сдвигов деформации по кровле фундамента Южно-Тургайской впадины

Глубина залегания поверхности фундамента в пределах Акшабулакского выступа от 1800м до 2500м, в прилегающих частях достигает 5000 м. Выступ имеет северо-восточное простирание и ограничен разломами. По фундаменту выступ осложнен в юго-западной части локальным поднятием Южный Акшабулак, в северо-восточной части - двухсводовым поднятием Центральный Акшабулак, разделенные сквозным разрывным нарушением субширотного направления (F_1) с амплитудой 50-80 м по поверхности фундамента. Амплитуда нарушения уменьшается в верхнеюрском ритмокомплексе до 20-40м и до 5-10м в отложениях мела. С юго-запада Акшабулакский выступ ограничен крупным тектоническим нарушением сбросового типа.

На поднятии центральный Акшабулак это нарушение отмечается западнее скважины №10, амплитуда его по фундаменту достигает 40м, увеличиваясь в мульде до 160-180м.

К северо-востоку от выступа расположено локальное поднятие Восточный Акшабулак, отделенное седловиной от Акшабулак Центрального.

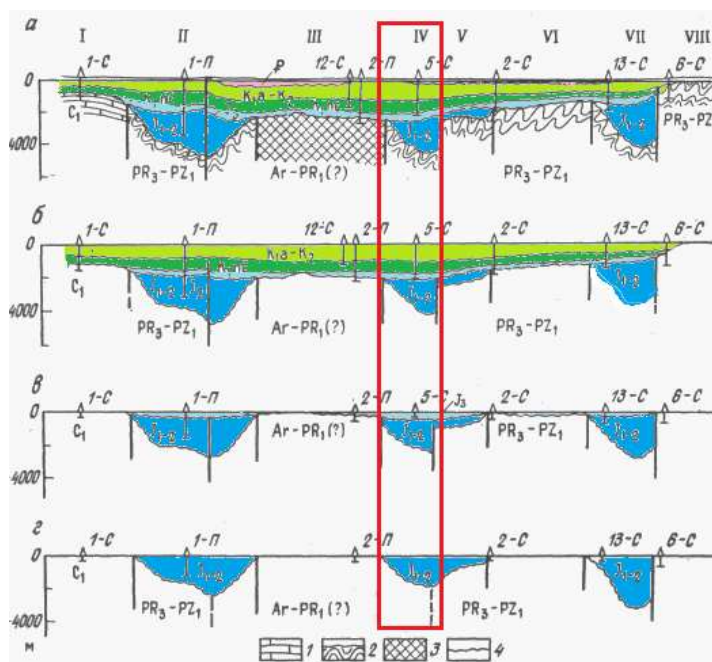


Рисунок 2.1.5 – Палеотектонические профили Южно-Тургайской синеклизы: а – к современному моменту; б – к началу периода; в – мелового; г – к началу позднеюрской эпохи. 1 – известняки; 2 – алевролиты; 3 – карбонаты; 4 – граница слоев. Тектонические элементы: I – Нижнесырдарьинский свод; грабен-синклинали: II – Арыкумская; IV – Акшабулакская; VII – Бозынгенская; горсты: III – Кудукский; V – Сорбулакский; VI – Акшийский; VIII – антиклинорий Улугай

Акшабулак Южный

Месторождение Акшабулак Южный расположено в южной части Акшабулакской грабен-синклинали, приуроченной к Арыкумскому прогибу (рис.2.1.6), представляющему южную часть Южно-Тургайской впадины на крайнем севере Туранской плиты. Арыкумский бассейн выполнен в стратиграфическом диапазоне отложениями от нижней юры до четвертичной системы, залегающими на протерозойско-палеозойском складчатом фундаменте.

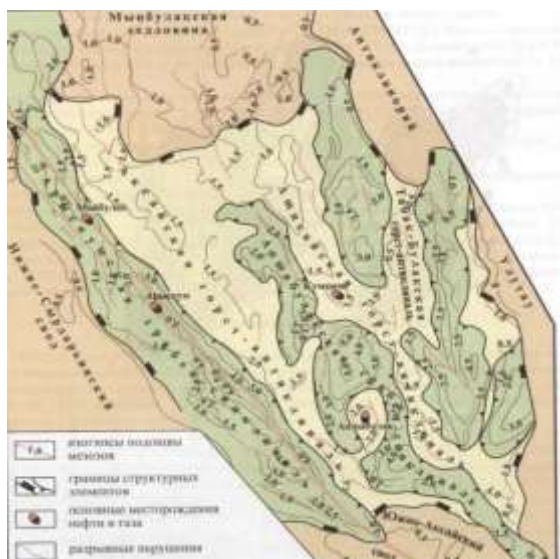


Рисунок 2.1.6 – Тектоническая схема Арыкумского прогиба

Изучение геологического строения разреза палеозойских, юрских и меловых отложений, на основе интерпретации поля отражённых волн, проводилось по следующим целевым отражающим горизонтам:

I – отражающий горизонт в подошве отложений палеогена.

II – отражающий горизонт в подошве отложений турон-сенона.

IIar – отражающий горизонт в кровле арыкумского горизонта.

M-II – отражающий горизонт на уровне мелового продуктивного горизонта M-II.

III – отражающий горизонт в подошве арыкумского горизонта.

U-Ib – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-Iб.

U-II – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-II.

U-III – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-III.

IV – отражающий горизонт в кровле карагансайской свиты.

IV' – отражающий горизонт в кровле дощанской свиты.

PZ – отражающий горизонт в подошве мезозойского комплекса.

C2-3 – условный горизонт в кровле пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

C1t – условный горизонт внутри пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

D3 – условный горизонт в нижней части пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

Необходимо отметить, что нижние 3 горизонта в палеозойском комплексе не освещены бурением и не имеют четкой стратификации, поэтому имеют статус «условных горизонтов». Ввиду сложного геологического строения и больших глубин залегания, интерпретация данных условных горизонтов носила фрагментарный характер.

Ниже приводится описание основных отражающих горизонтов.

На рисунке 2.1.7 представлен фрагмент структурной карты по поверхности Ю-III. Значения глубин колеблются в пределах от -1720 м до -1820 м. Наблюдается серия тектонических нарушений преимущественно субширотного простирания в центральной части и субмеридионального – в южной. Общее количество разломов, которые прослеживаются в пределах данного комплекса пород, составляет больше тридцати. Среди них выделяются два наиболее крупных разлома субширотного простирания в центральной части рассматриваемого участка работ, к которым приурочены крупные локальные поднятия.

Структура Южный Акшабулак представляет собой линейно-вытянутую с северо-востока на юго-запад структуру тектонически-экранированного типа. Размеры которой по изогипсе 1760 м составляют 1,5 x 4,7 км при амплитуде 40 м. Западнее от нее наблюдается крупное выклинивание юрских отложений в пределах данного комплекса пород. Выклинивание имеет субмеридиональное простирание, ограниченное разломами.

Структура осложнена малоамплитудными разломами субмеридионального простирания делящими участок на многочисленные блоки (I, I', II, II', II-1 (в горизонте Ю-II), III, III', IV, IV', V, V'):

Горизонт Ю-III. Блок I, Юго-западная часть залежи примыкает к выходу фундамента который делит блок на 2 участка. С северной части ограничен разрывным нарушением F₁. Восточная часть ограничен разрывным нарушением F₈.

Вскрыт скв. №№36,41,47,51,58,60,61,62,63,69,74,75,78,272;

Блок I', ограничен разломами F₁₂ и F₁₃ с севера F₁, с юга F₈. Вскрыт скв. №45;

Блоки II и II-1 разделен нарушением F₁₀. Южная часть блока II ограничен разломом F₇, а с севера ограничен разломом F₁₀. Блок вскрыт скв. №№3,66,67,76.

Блок II-1 вскрыт скв. №№35,36Д,52,55,56,57,73. Ограничен разломом с разломом F₈ западной стороны и с востока разломом F₁₂. Южная часть примыкает к разлому F₁₀.

Блок II', так же ограничен с запада разломом F₁₂, с востока с разрывным нарушением F₁₃ и с севера с F₈. Вскрыт скв. №№6,49,38,46,53,65,273.

Блок III, вскрыт скв. №№16,49,59,339. Ограничен разрывными нарушениями F₁₃, F₁₅.

Блок III', примыкает к разломам F₁₅ и F₁₃ с запада. В восточной части граничит с разломом F₁₆. Вскрыт скв. №№32

Блок IV', вскрыт скв. №№207. Ограничен разрывными нарушениями F₁₂, F₉. Южная часть ограничен выходом фундамента и разрывным нарушением F₇.

Блок IV, вскрыт скв. №№4,31,37. Ограничен разрывными нарушениями F₁, F₂₁, F₂₂, F₉.

Блок V', скважинами не вскрыт. Так же ограничен со всех сторон с разрывными нарушениями: с запада F₁₃ и с F₁₅, с востока F₁₆, с севера F₁.

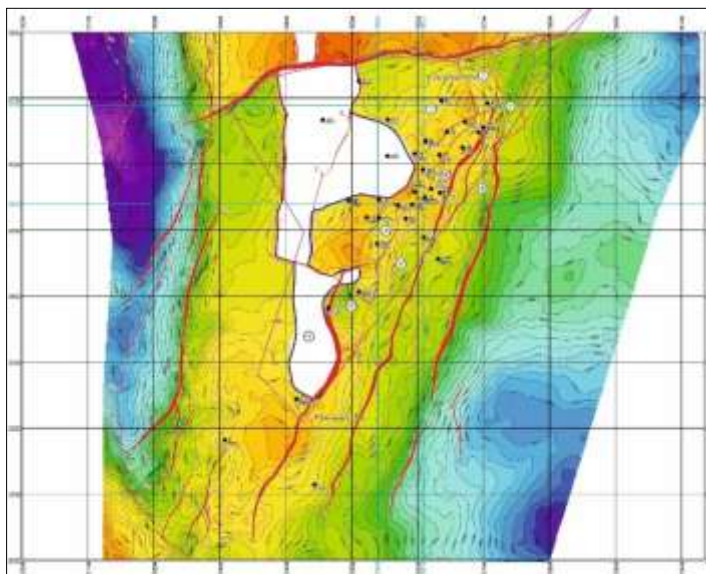


Рисунок 2.1.7 – Структурная карта горизонта Ю-III

На рисунке 2.1.8 ниже приведен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта Ю-II. Диапазон глубин колеблется от -1680 до -1770 м. Прослеживается серия тектонических нарушений F₁ по F₃₇, в центральной части преимущественно субширотного простирания и в южной части – субмеридионального.

Рассматриваемый отражающий горизонт представляет собой линейно вытянутую с северо-востока на юго-запад структуру с размерами по изогипсе -1700 м 4,2 x 1,6 км при амплитуде 30 м. В районе скв. №№15,68 наблюдается выход фундамента. Структура имеет линейно вытянутую форму и ограничен малоамплитудными разломами деляции участок на многочисленные блоки (I, I', II, II', II-1, III, III', IV, IV', V, V'):

Блок I, ограничен с запада нарушением F₃ примыкающий к разломам F₂ и F₄, с севера ограничен разломом F₁ и с юга F₇. Восточная часть ограничена разломами F₁₂ и F₈.

Вскрыт скв. №№3,36,41,42,47,48,50,51,57,58,60,61,62,63,69,74,75,77,78;

Блок I', ограничен разломом F₁ в северной части, F₁₂ с запада и F₁₃ с востока. С юга ограничен разломом F₈. Вскрыт скважиной №№45,64.

Блоки II и II-1. Из-за разностей водонефтяных контактов района скв. №№66,67,76 (-1708,7м) и района скв. №№38,52,56,73 (-1679,7м) разделен нарушением F₁₀.

Блок II, ограничен разломами с запада F₈ и F₁₂ с востока. Южная часть блока II ограничен разломом F₇, а с севера ограничен разломом F₁₀. Блок вскрыт скв. №№66,67,76.

Блок II-1 вскрыт скв. №№35,36Д,38,52,55,56,73. Ограничен разломом с разломом F₈ западной стороны и с востока разломом F₁₂. Южная часть примыкает к разлому F₁₀.

Блок II', так же ограничен с запада разломом F₁₂, с востока с разрывным нарушением F₁₃, и с севера с разломом F₈. Вскрыт скв. №№6,65,79,206,339,273.

Блок III, вскрыт скв. №№16,49,53. Ограничен разрывными нарушениями F₁₃, F₁₄ и F₁₅.

Блок III', вскрыт скв. №№32,59. Данный блок примыкает к разлому F₁₄ и F₁₅ с запада, с востока ограничен разломом F₁₆.

Блок IV', вскрыт скв. №№31,207. Ограничен разрывными нарушениями F₁₂, F₉, F₇.

Блок IV, вскрыт скв. №№4,37. Ограничен разрывными нарушениями F₇, F₂₁, F₂₂ и F₁.

Блок V, вскрыт скв. №№15,68. Так же ограничен со всех сторон с разрывными нарушениями: с запада F₅, F₆, с востока F₃, F₄, с юга F₇, с севера F₁.

Блок V', скважинами не вскрыт. Ограничен с запада разрывным нарушением F₁₃ и F₁₆, с севера с F₁.

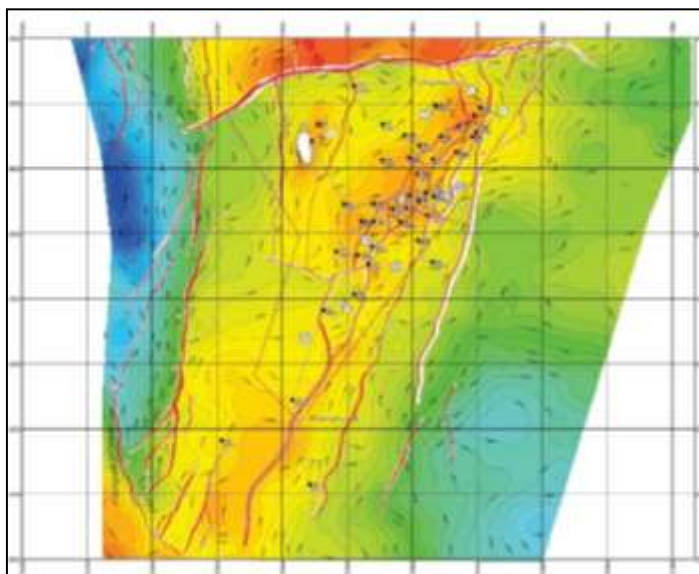


Рисунок 2.1.8 - Структурная карта горизонта Ю-II

На рисунке 2.1.9 приведен фрагмент структурной карты по поверхности Ю-I. Значения глубин колеблются в пределах от -1640 м до -1760 м. В целом структурный план аналогичен нижележащему горизонту. Прослеживается серия тектонических нарушений – порядка тридцати разломов субширотного и субмеридионального простирания.

Структура имеет линейно вытянутую форму и ограничена малоамплитудными разломами. По изогипсе -1700 м размеры ее составляют 2,8 x 0,8 км при амплитуде 40 м.

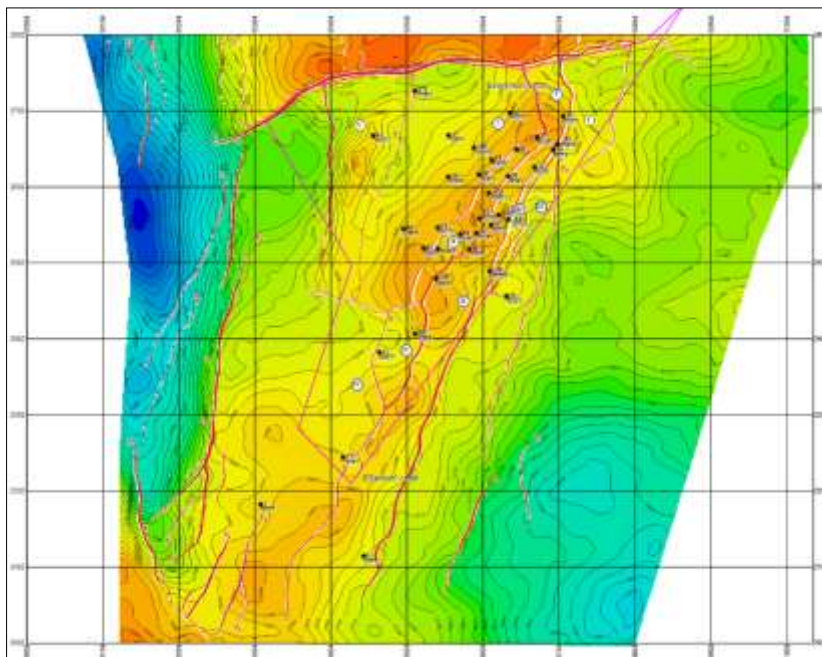


Рисунок 2.1.9 – Структурная карта горизонта Ю-I

Ниже на рисунке 2.1.10 приведен фрагмент структурной карты по поверхности Ю-0-2б. Диапазон глубин изменяется в пределах от -1620 м до -1840 м. Структурный план имеет унаследованный характер и аналогичен нижележащему горизонту. Количество разломов, пересекающих данную структуру составляет порядка тридцати.

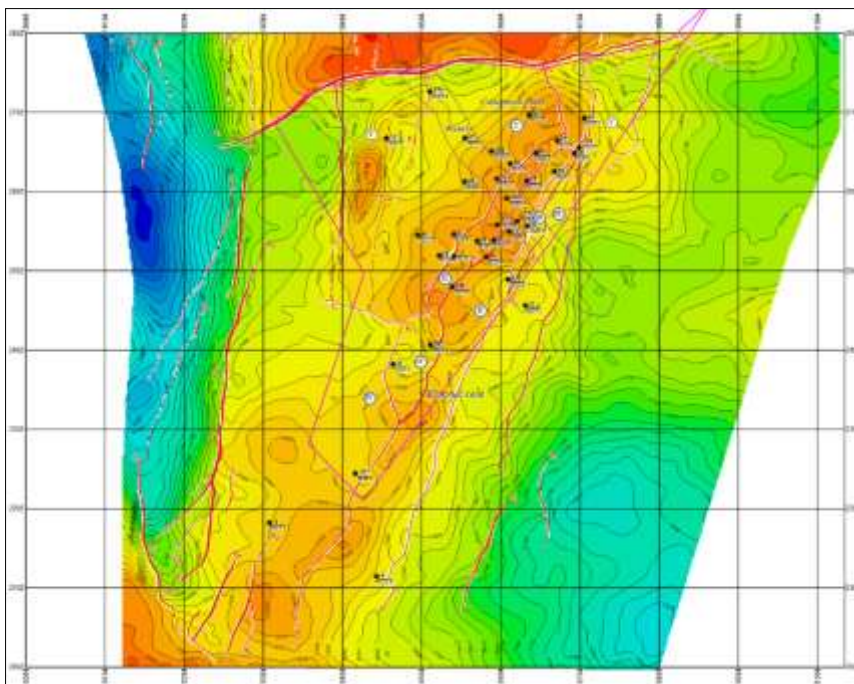


Рисунок 2.1.10 - Структурная карта горизонта Ю-0-2б

На рисунке 2.1.11 ниже приведен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта Ю-0-2а. Значения глубин изменяются в пределах от -1590 м до -1830 м. В целом, структурный план имеет унаследованный характер и аналогичен нижележащему горизонту. Общее количество разломов в пределах участка рассматриваемых работ порядка тридцати.

В центральной части преимущественно субширотного простирания и в южной части – субмеридионального.

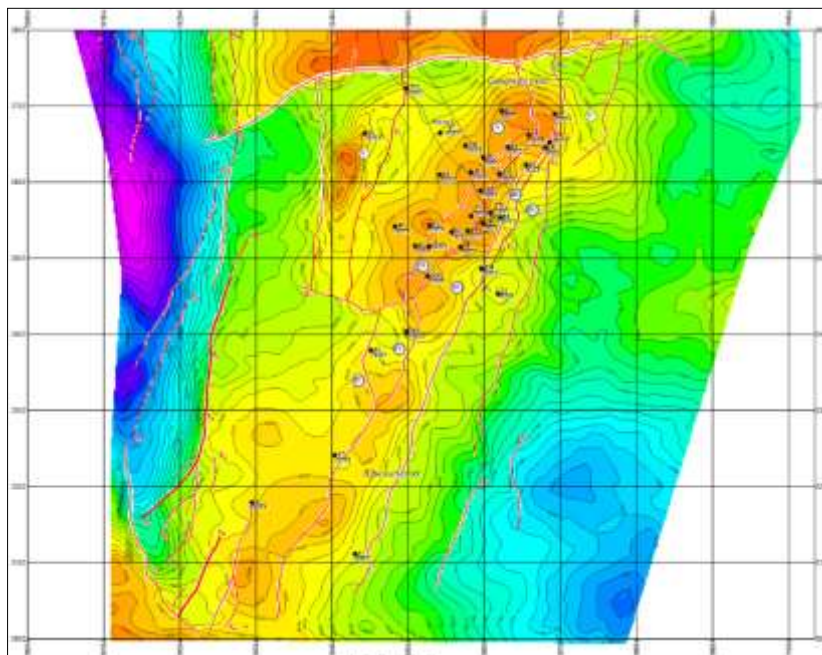


Рисунок 2.1.11 - Структурная карта горизонта Ю-0-2а

Ниже на рисунке 2.1.12 представлен фрагмент структурной карты по поверхности отражающего горизонта Ю-0-1б. Диапазон глубин колеблется от -1540м до -1620м. Прослеживаются тектонические нарушения, общее количество разломов составляет более двадцати.

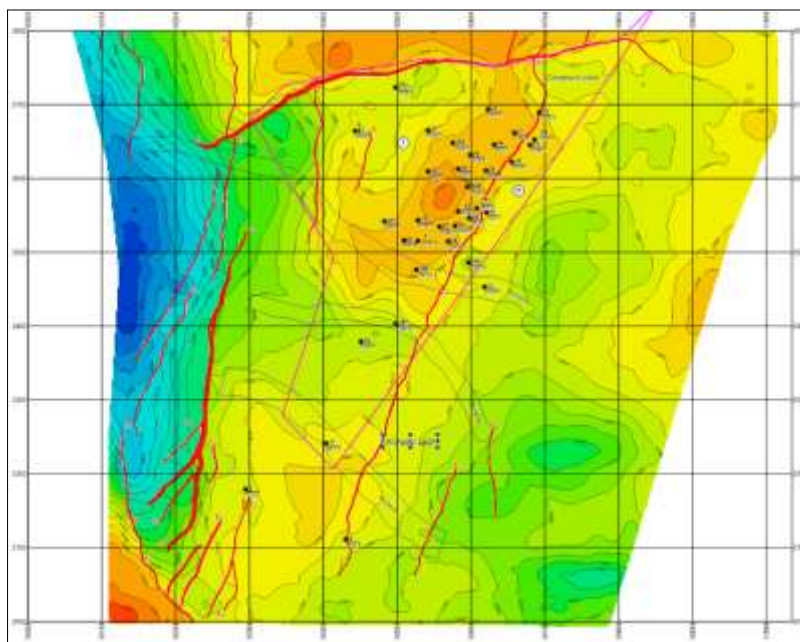


Рисунок 2.1.12 - Структурная карта горизонта Ю-0-1б

На рисунке 2.1.13 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта Ю-0-1а. Диапазон глубин изменяется в пределах от -1540 м до -1620м. Прослеживается серия тектонических нарушений как субмеридионального, так и субширотного простирания. В целом количество разломов в пределах рассматриваемого

участка более двадцати. Структурный план аналогичен нижележащему по горизонту Ю-0-1б имея унаследованное строение.

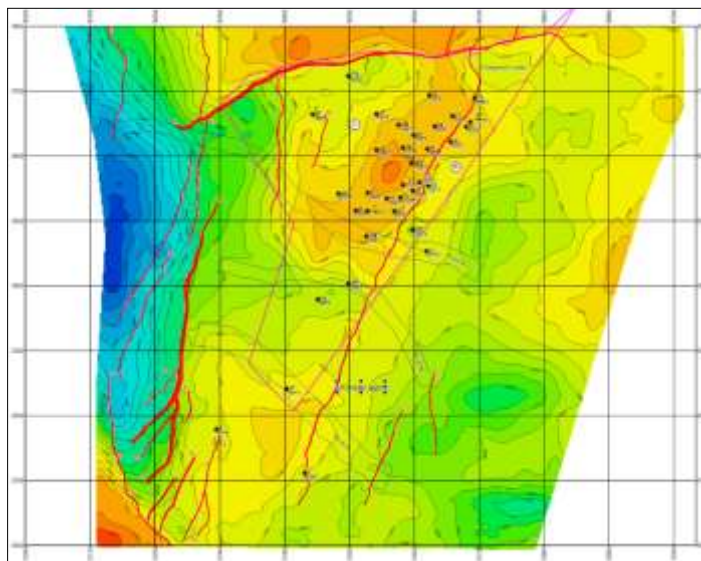


Рисунок 2.1.13 – Структурная карта горизонта Ю-0-1а

Выше по разрезу на юрских отложениях с угловым несогласием залегает горизонт М-II.

На рисунке 2.1.14 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта М-II-1. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1490 до -1570 м. В целом, структурный план имеет унаследованный характер и аналогичен нижележащему горизонту. Общее количество разломов в пределах участка рассматриваемых работ составляет более двадцати.

Размеры структуры Северный свод по изогипсе – 1520 м составляют 4,2 х 9,3 км при амплитуде 40 м. В восточной ее части она осложнена серией малоамплитудных разломов субмеридионального простирания.

Структура южного свода по изогипсе -1500 м имеет размеры 5,7 х 2,7 км при амплитуде 20 м. Она осложнена небольшими разломами субмеридионального простирания в восточной части.

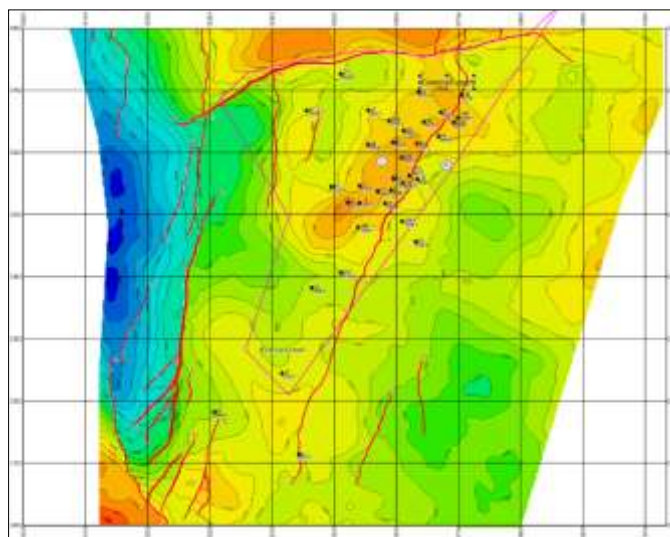


Рисунок 2.1.14 – Структурная карта горизонта М-II-1

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Текст.

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

Анализ результатов исследования керна. На месторождении в меловых, юрских и PZ-PR отложениях с отбором керна пробурено 24 скважин: 3 поисковые (№№3, 4, 6); 6 разведочных (№№15, 16, 31, 32, 207, П-2); 7 эксплуатационных (№№35, 36, 37, 47, 206, 280, 339); 8 оценочных (№№41, 45, 59, 60, 62, 67, 68, 79).

Всего с отбором керна пройдено 1481,41 м, общий линейный вынос керна составляет 1158,33 м или 78,19% от проходки. Всего проанализировано 1734 образца, из них в пределах продуктивной толщи 1623 образца. Количество кондиционных образцов составляет 1026 единиц (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений).

Меловые отложения охарактеризованы керном 8 скважин. Общая проходка с отбором керна составляет 287,04 м, вынос керна 212,59 м или 74,06%. По горизонтам (М-I, М-II-1-а, М-II-1-б, М-II-2) пройдено 148,2 м, вынесено 121,34 м керна (81,88% от проходки). В меловых отложениях всего проанализировано 131 образец керна, из них 114 образцов приходится на продуктивные горизонты, 66 образец является кондиционным.

Юрские отложения представлены керном 24 скважин. Пройдено 1067,73 м и вынесено 894,54 м, или 83,78% от проходки с отбором керна. В пределах горизонтов (Ю-0-1, Ю-0-2-а, Ю-0-2-б, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-III/, Ю-IV) проходка составила 941,56 м, вынос керна 789,93 м (83,9% от проходки). Количество проанализированных образцов в юрских отложениях составляет 1573 образцов, в том числе 1483 образцов приходится на продуктивные горизонты, 960 образцов – из которых являются кондиционными образцами.

В отложениях PZ-PR керн отобран в 15 скважинах. С отбором керна пробурено 126,64 м, вынос керна при этом составил 51,2 м (40,43%). Горизонт охарактеризован 30 образцами керна.

Вне продуктивных горизонтов проходка составляет 294,41 м, вынос керна 204,26 м, 69,38%. Проанализировано 111 образцов из 15 скважин (№№ 3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 60, 62, 67, 68).

Шлам извлечён и изучен в 39 скважинах: №№35, 36, 36Д, 37, 38, 41, 45, 46, 47, 48, 49, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 206, 207, 272,

273, 280, 339, П-2. Проведена оценка характера насыщения разбуриваемых горных пород, проведены макроописание шлама, процентное соотношение литологических разностей.

В таблице 2.2.1 приведена характеристика отбора керна по скважинам и количество исследованных образцов.

Таблица 2.2.1 – Характеристика отбора керна

№ скв.	Забой, м	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализированных	Количество образцов, приходящее на продукты выте	Количество в кондиционных
		Проходка, м	Вынос керна				
			м	%			
3	1905	140,7	98,5	70,01	35	28	16
4	1955	128	67,9	53,05	51	40	18
6	2065	93,2	54,4	58,37	32	30	15
15	1947	86,5	68,5	79,19	24	22	15
16	2050	119,9	69	57,55	50	47	39
31	1967	118,1	55,7	47,16	-	-	-
32	2105	124,6	105,5	84,67	-	-	-
35	1932	92	85,45	92,88	165	162	135
36	1904	93	91,8	98,71	186	170	141
37	1936	46	41,8	90,87	106	105	92
41	2200	14,96	10,34	69,12	33	25	8
45	1982	42,39	39,88	94,08	155	133	52
47	1945	31,66	31,66	100	153	135	26
59	1975	30,2	30,2	100	59	59	24
60	1930	27	27	100	40	39	4
62	1909	45	38,56	85,69	76	74	36
67	1956	30	28,50	95,00	30	22	13
68	1905	30	30	100,00	91	84	75
79	1950	26	25,55	98,27	43	43	37
206	1945	85	84,7	99,65	191	191	171
207	1948	15,7	14,89	94,84	65	65	58
280	1856	19,5	18,45	94,62	41	41	13
339	2009	24	22,5	93,75	54	54	29
П-2	2000	18	17,55	97,50	54	54	9
Всего по мест-ю:		1481,41	1158,33	78,19	1734	1623	1026

Весь комплекс стандартных исследований включал в себя определение открытой и полной пористости, минералогической и объемной плотности, проницаемости, гранулометрического состава с определением карбонатности. Виды стандартных исследований и количество определений представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Виды исследований, проведенные на кернах

Виды исследований		Всего	
		№ скважины	Количество
Макроописание пород, м		3, 4, 6, 15, 16, 31, 32, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, 206, 207, 280, 339, П-2	1158,33
Литологическое описание пород, м		41, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, 207, 280, 339, П-2	295,2
Результаты стандартного анализа керна	Полная пористость, образец	3, 4, 6, 15, 16	182
	Открытая пористость гориз./верт., образец	3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, 206, 207, 280, 339, П-2	1593/102
	Проницаемость гориз./верт., образец	3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, 206, 207, 280, 339, П-2	1540/131
	Объемная плотность, образец	3, 4, 6, 15, 16, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, П-2	833

Виды исследований		Всего	
		№ скважины	Количество
	Минералогическая плотность гориз. /верт., образец	3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, 206, 207, 280, 339, П-2	1615/87
	Карбонатность, образец	3, 4, 6, 15, 16, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79	344
	Гранулометрический состав, образец	3, 4, 6, 15, 16, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 80, П-2	390
Петрографическое исследование по шлифам, образец		59, 60, 62, 67, 68, 79, П-2	92
Естественная гамма-активность, м		35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, 206, 207, 280, 339, П-2	638,86
Фото среза керна в обычном свете, м		35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 79, 206, 207, 280, 339, П-2	638,86
Состав породы по измерениям XRD, образец		36, 47, 59, 60, 62, 67, 68, П-2	171
Пористость и проницаемость под давлением, образец		№№47, 280	7
Параметр пористости, образец		№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 280, П-2	126
Параметр насыщения, образец/определение		№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 280, П-2	126/1338

Граничные значения проницаемости и пористости. Граничное значение проницаемости пород-коллекторов принято равным 1 мД – для терригенного и 0,1 мД – для карбонатных коллекторов по общепринятой классификации Г.И.Теодоровича.

Граничное значение пористости для меловых и юрских отложений определено двумя методами.

По первому методу граничное значение пористости определялось как точка пересечения накопленных частот для пород с проницаемостью больше и меньше 1 мД. Накопленные частоты рассчитывались от суммарного количества определений для каждого класса пористости.

Меловой горизонт М-II. В определении граничного значения для меловых отложений по данным керна участвует 88 образцов, при этом образцы с проницаемостью меньше 1 мД составляют 30 образцов, больше 1 мД – 58 образцов. Полученное граничное значение по керну равно 13,3% (рис. 2.2.1).

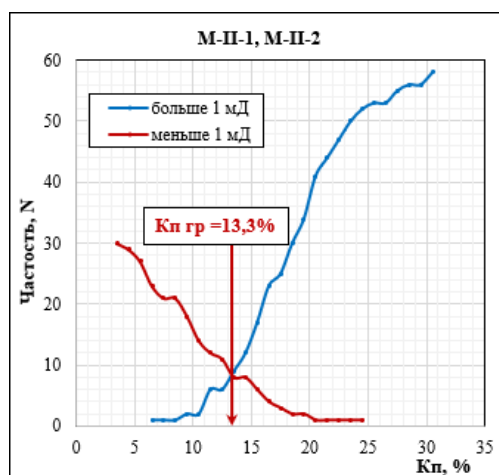


Рисунок 2.2.1 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт М-II)

Юрские горизонты Ю-0-1, Ю-0-2. В определении граничного значения использованы 612 образца, при этом с проницаемостью меньше 1 мД – 171 образца, с

проницаемостью больше 1 мД – 441 образцов. В результате построенных кумулятивных кривых полученное граничное значение пористости составило 17,5% (рис. 2.2.2).

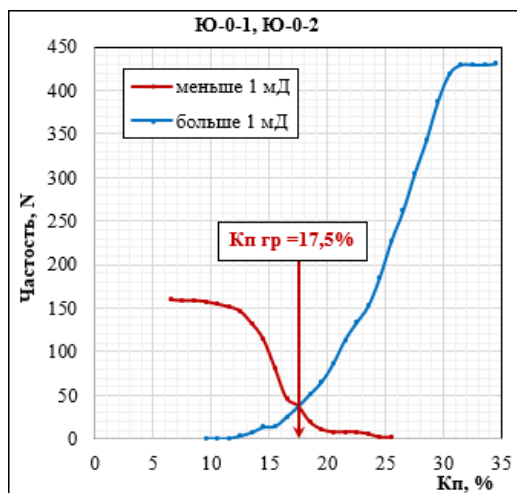


Рисунок 2.2.2 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт Ю-0-1, Ю-0-2)

Горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV. По пересечению интегральных кривых граничное значение пористости для горизонтов Ю-I, Ю-II (водоносный), Ю-III, Ю-IV (водоносный) по 111 образцам с проницаемостью меньше 1 мД и по 496 образцам с проницаемостью больше 1 мД составляет 12,5% (рис. 2.2.3).

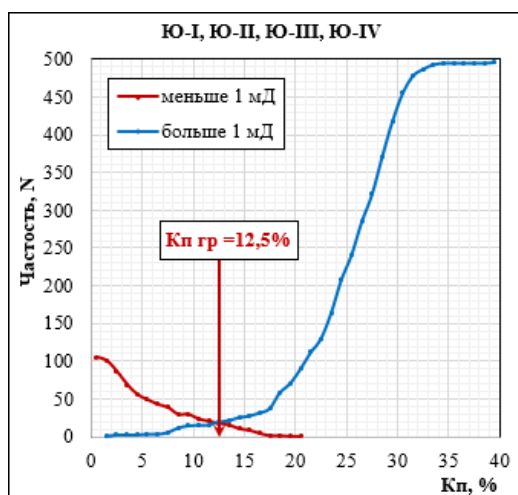


Рисунок 2.2.3 - Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт Ю-I, Ю-II, Ю-III тер, Ю-IV)

Горизонт Ю-III/ (карбонатный). В определении граничного значения для данного горизонта использовано 31 образец, при этом с проницаемостью меньше 0,1 мД – 27 образцов, с проницаемостью больше 0,1 мД – 4 образца. В результате построенных кумулятивных кривых полученное граничное значение пористости составило 7,2% (рис. 2.2.4).

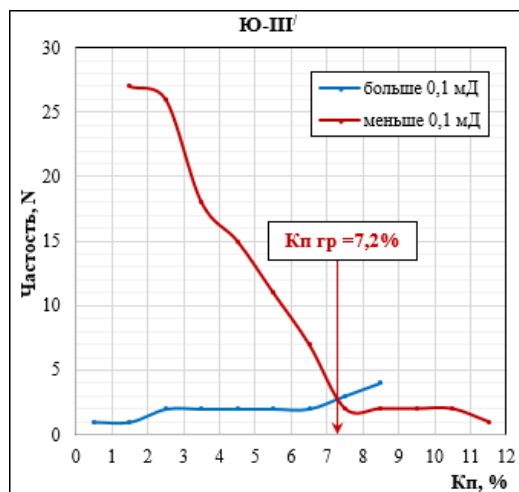


Рисунок 2.2.4 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт Ю-III/)

Граничное значение пористости по второму методу определено на основе пересечения линии граничного значения проницаемости с трендом зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости.

Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости свидетельствует о возрастании значений проницаемости с возрастанием пористости по экспоненциальной функции. Графики построены по горизонтам: М-II-1, М-II-2; Ю-0-1, Ю-0-2 (русл.); Ю-0-1, Ю-0-2 (нерусл.); Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV;

Для отложений зависимости описываются уравнениями (рис. 2.2.5-2.2.8):

М-II-1, М-II-2: $K_{пр} = 0,0373e^{0,3011K_{п}}$ с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,5072$;

Ю-0-1, Ю-0-2 (русл.): $K_{пр} = 0,0082e^{0,3644K_{п}}$ с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,4413$;

Ю-0-1, Ю-0-2 (нерусл.): $K_{пр} = 0,0002e^{0,5036K_{п}}$ с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,7478$;

Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV: $K_{пр} = 0,025e^{0,3811K_{п}}$ с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,799$.

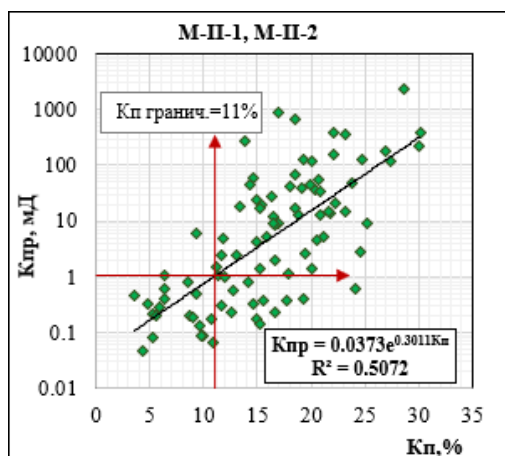


Рисунок 2.2.5 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (М-II-1, М-II-2)

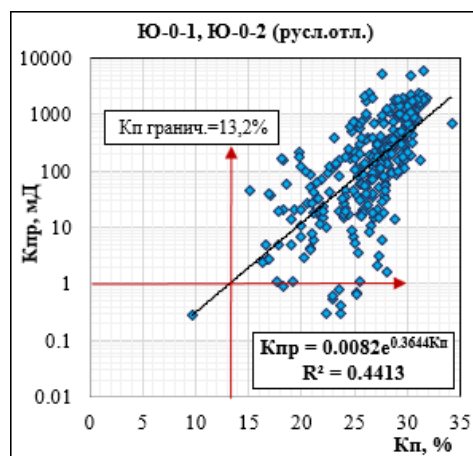


Рисунок 2.2.6 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (Ю-0-1, Ю-0-2 русл.)

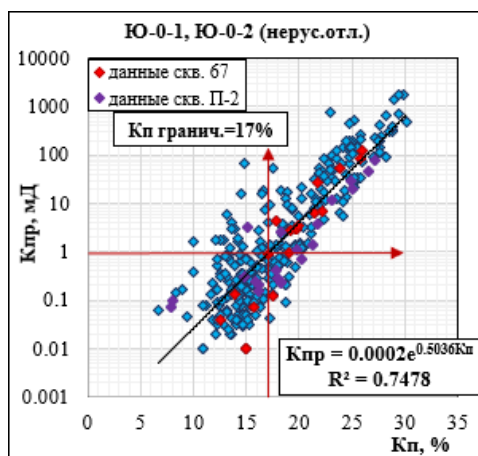


Рисунок 2.2.7 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (Ю-0-1, Ю-0-2 нерусл.)

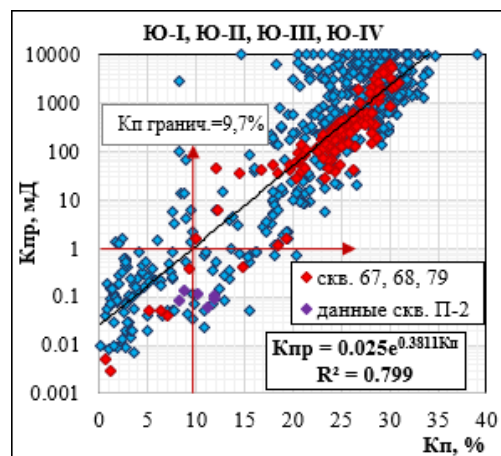


Рисунок 2.2.8 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV)

Полученные граничные значения Кп по первому и второму методу относительно близки между собой (не считая Кп граничное по горизонтам Ю-0 русл.: Ю-I – Ю-IV, возможно, небольшое различие связано с литологией).

На дату данного отчета граничные значения для горизонтов были приняты равными:

М-II – 11% (зависимость Кпр-Кп);

Ю-0 (русл.) – 13,2% (зависимость Кпр-Кп);

Ю-0 (нерусл.) – 17% (зависимость Кпр-Кп);

Ю-I+II+III+IV – 12,5% (кумулятив.крив.);

Ю-III' – 7,2% (кумулятив.крив.).

Горизонт М-I не освещен анализами зерна, поэтому граничное значение пористости принято по аналогии с горизонтом М-II равным 11%.

Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости. Для построения зависимости $R_p = f(K_p)$ использовались данные параметра пористости и коэффициента пористости по 29 образцам (скв. №36) отложений мела и 86 образцам (скв. №№37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 280, П-2) отложений юры. Зависимости описываются уравнениями:

$$R_p = K_p^{-1,745} \quad R^2 = 0,99 \text{ – мел (рис. 2.2.9);}$$

$$R_p = K_p^{-1,925} \quad R^2 = 0,99 \text{ – юра (рис. 2.2.10).}$$

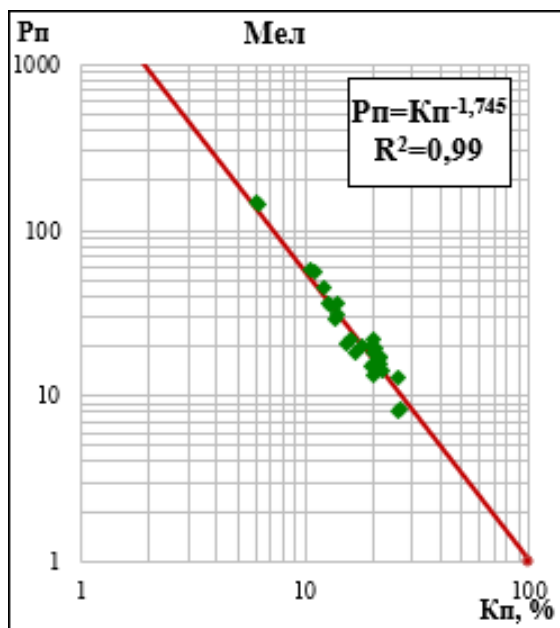


Рисунок 2.2.9 – Зависимость параметра пористости от пористости

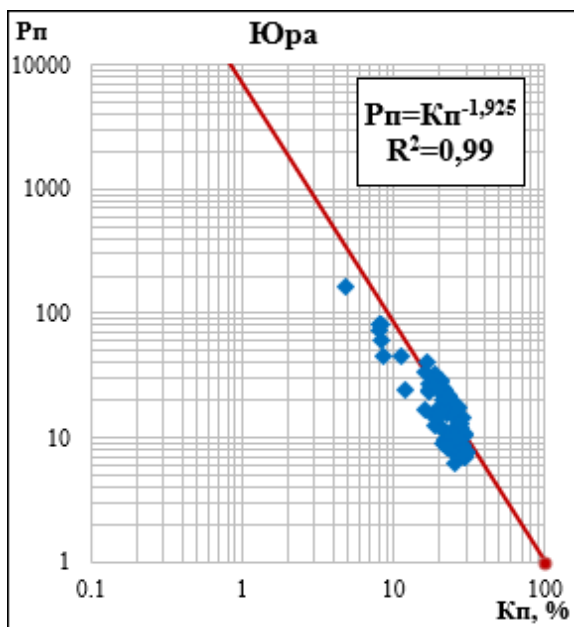


Рисунок 2.2.10 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для юрских отложений

Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности.

Зависимости $P_n = f(K_v)$ построены по данным 29 образцов (319 определений) отложений мела и 86 образцов (898 определений) отложений юры и описывается уравнением:

$$P_n = K_v^{-1,960} \quad R^2 = 0,99 \text{ – мел (рис. 2.2.11);}$$

$$P_n = K_v^{-1,972} \quad R^2 = 0,99 \text{ – юра (рис. 2.2.12).}$$

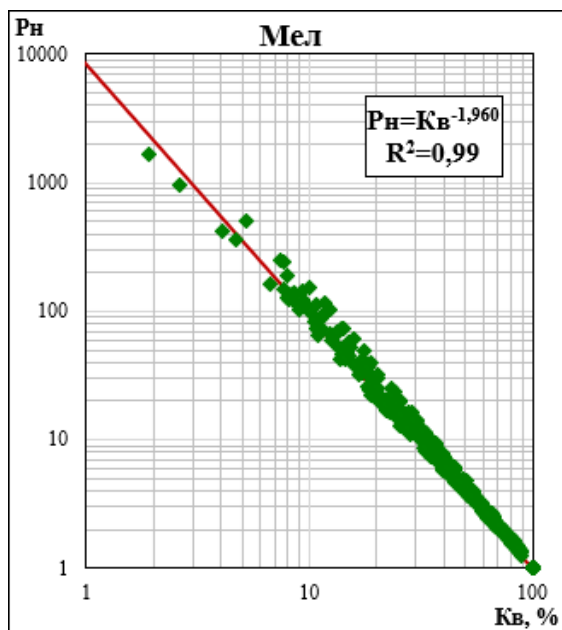


Рисунок 2.2.11 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для меловых отложений

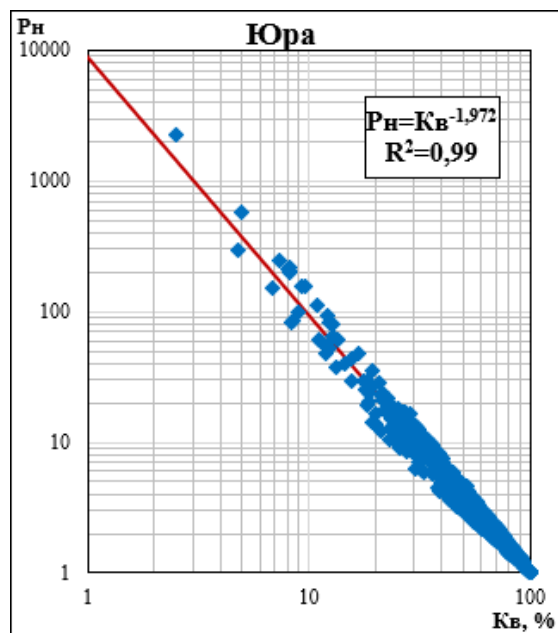


Рисунок 2.2.12 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для юрских отложений

Полученные зависимости $P_n=f(K_p)$, $P_n=f(K_v)$ использованы при определении нефтегазонасыщенности коллекторов.

Таким образом, по данным керна получены граничные значения проницаемости, пористости, глинистости, коэффициенты цементации «m» и насыщения «n» необходимые при интерпретации ГИС. Кроме того, получены по данным специсследований значения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти используемые для гидродинамических расчетов.

Результаты геофизических исследований скважин. За отчетный период на месторождении пробурены 5 новых скважин: №№75, 77, 78, 79, 81. Общее количество

пробуренных скважин на месторождении на дату составления данного отчета составляет 52 единиц. По новым скважинам выполнена интерпретация материалов ГИС.

Исучаемая продуктивная толща находится в интервале глубин 1500-2200 м. Технологические параметры глинистых ПЖ в разведочных и эксплуатационных скважинах одинаковые и характеризуются следующими величинами: плотность 1,1-1,18 г/см³, вязкостью – 35-56 с, удельное сопротивление бурового раствора составляет от 0,15 до 1,04 Ом при 25°С. Максимальная температура, зафиксированная на забоях скважин, достигала 85-90°С. Вскрытие разреза в старых скважинах, как отражено было в предыдущих отчетах проводились на глинистом буровом растворе. В новых скважинах вскрытие разреза осуществлялось на полимерном, глинистом растворе, и биополимере. Бурение скважин осуществлялось с номинальным диаметром 215,9 мм. В качестве добавок использовались крахмал, бишофит, УЩР, КССБ, КМЦ и др. В новых скважинах геофизические исследования проводились цифровой станцией «ДИАЛОГ», «КарСар-500».

В открытом стволе общие исследования выполнялись в два этапа. На первом этапе в промежуточном участке в интервале от 0 до 750 м проводился стандартный комплекс, на втором этапе от 750 м до намеченного бурением забоя проводилась детальная запись ГИС. В открытом стволе скважин проведен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: ГК, НГК, НК, ПС, КВ, БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ, МБК, АК, ГГКп, ФЭФ, термометрия, инклинометрия. Также в процессе бурения выполнены геолого-технологические исследования с литологической привязкой шлама к разрезу и регистрации показаний по данным флуоресценции.

Для определения качества цементирования колонн проводился АКЦ, в модуль которого также входят методы ГК и ЛМ.

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

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

Определение объемной глинистости проводилось по методам ГК и ПС по двойному разностному параметру с использованием зависимости Ларионова В.В.

Для расчета пористости использовались методы ГГКп, НК, АК, при этом учитывалось наличие метода в скважине и качество записи.

Коэффициент водонасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи с использованием петрофизических зависимостей для мела: $R_p = K_p^{-1,745}$, $R_n = K_v^{-1,960}$ и для юры: $R_p = K_p^{-1,925}$, $R_n = K_v^{-1,972}$.

Выделение эффективных толщин проводилось с учетом граничных значений по пористости для отложения мела и юры:

М-II–11%

Ю-0-1, Ю-0-2(русл.отл.) –13,2%

Ю-0-1, Ю-0-2 (нерусл.отл.)–17%

Ю-I, Ю-II, Ю-IIIтер. и Ю-IV–12,5%

Ю-IIIкарб и PZ-PR–7,2%

Граничные значения r_p и $K_{нг}$ для мелового горизонта составили $r_{пгр}=2,1$ и $K_{нггр}=40\%$, для Ю-0 горизонта $r_{пгр}=1,6-1,7$ и $K_{нггр}=40\%$, для Ю-III горизонта $r_{пгр}=1,8-2,0$ и $K_{нггр}=40\%$.

В целом, материалы по выполненным геофизическим исследованиям хорошего качества, и позволяют получить количественные характеристики фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

В дальнейшем при проведении комплекса ГИС в открытом стволе скважин и изучении электрических свойств пород разреза, рекомендуется продолжить исследования при помощи многозондовой аппаратуры бокового или индукционного каротажа. В закрытом стволе скважин необходимо проведение промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой, направленных на определение остаточной нефтенасыщенности пластов-коллекторов, на определение качества цементажа и тех. состояние скважины, на определение профиля притока перфорированных пластов и изучения состава поступающего флюида, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Промыслово-геофизические методы по контролю за разработкой месторождения за отчетный период были выполнены в 7 скважинах №№65, 75, 77, 78, 79, 81, 272 в общем количестве 7 исследований. Комплекс исследований включает в себя определение профиля притока пластов-коллекторов, а также определение технического состояния скважины.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.3; статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.3 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина	Наименование	Горизонт										
		М-1	М-1А	Ю-0-1 русловый	Ю-0-1 нерусловый	Ю-0-2А нерусловый	Ю-0-2Б русловый	Ю-0-2Б нерусловый	Ю-1 русловый	Ю-1 нерусловый	Ю-П	Ю-Ш
общая	Средняя, м	1,3	5,1	40,1	9,8	5,3	25,3	13,4	25,2	15,7	16,9	20,3
	Интервалы изменения, м	0,4-4,3	0,8-10,6	16,9-61,5	0,8-31,4	0,7-20,3	20,7-30	0,6-25,7	6,3-35	0,9-34,3	0,5-34,8	0,8-65,8
	Коэффициент вариации	0,74	0,55	0,41	1,02	1,04	0,12	0,51	0,38	0,48	0,52	0,98
газонасыщенная	Средняя, м	1,1	2,6	-	2,3	5,0	5,4	1,5	-	2,0	9,1	7,2
	Интервалы изменения, м	0,4-3,3	0,6-4,9	-	1,4-3,1	3,9-6	5,2-5,5	0,8-2,8	-	0,7-3,3	6,0-12,1	1,4-13,0
	Коэффициент вариации	0,52	0,45	-	0,30	0,21	0,02	0,50	-	0,65	0,34	0,51
нефтенасыщенная	Средняя, м	-	-	9,8	1,0	2,2	12,9	3,7	5,3	3,3	3,7	10,2
	Интервалы изменения, м	-	-	4,9-14,6	0,7-1,4	0,7-5,4	3,8-20,3	0,6-8,4	3,0-7,9	1,0-7,5	0,9-9,7	0,4-21,4
	Коэффициент вариации	-	-	0,50	0,32	0,58	0,52	0,55	0,39	0,53	0,72	0,74
водонасыщенная	Средняя, м	1,1	1,9	29,1	2,7	1,5	20,6	2,8	15,2	4,7	11,9	12,1
	Интервалы изменения, м	0,8-1,3	0,5-3,7	7-40,8	0,8-7,7	0,7-4,1	10,8-28,6	0,6-9,1	1,0-34,4	0,9-17,6	0,5-32	0,9-45,2
	Коэффициент вариации	0,24	0,53	0,47	0,68	0,71	0,33	0,84	0,63	0,75	0,65	0,92
эффективная	Средняя, м	1,1	2,6	32,3	2,5	2,2	23,3	4,3	18,3	5,3	13,1	15,9
	Интервалы изменения, м	0,4-3,3	0,8-4,9	13,5-45,7	0,8-7,7	0,7-6	20,3-28,6	0,6-9,1	4,6-34,4	0,9-20,4	0,5-32	0,8-56,5
	Коэффициент вариации	0,52	0,43	0,35	0,68	0,63	0,11	0,51	0,50	0,67	0,61	1,01

Таблица 2.2.4 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Кол-во скважин	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения
М-I	31	0,19	0,64	0,06-0,69	1,2	0,32	1-2
М-II-1А	38	0,26	0,45	0,07-0,53	2,3	0,45	1-5
М-II-1Б	47	0,48	0,34	0,06-0,78	2,9	0,43	1-8
М-II-2	52	0,46	0,38	0,1-0,8	2,5	0,40	1-6
Ю-0-1 русловый	6	0,63	0,26	0,33-0,84	6,2	0,49	2-11
Ю-0-1 нерусловый	29	0,06	0,66	0,02-0,17	1,8	0,48	1-4
Ю-0-2А нерусловый	40	0,09	0,64	0,02-0,23	2,2	0,63	1-5
Ю-0-2Б русловый	7	0,90	0,06	0,77-0,95	5,0	0,39	1-9
Ю-0-2Б нерусловый	41	0,22	0,56	0,05-0,65	3,6	0,44	1-7
Ю-I русловый	7	0,55	0,45	0,17-0,997	5,1	0,43	1-8
Ю-I нерусловый	44	0,18	0,60	0,02-0,61	3,8	0,41	1-8
Ю-II	50	0,44	0,50	0,02-0,92	3,8	0,52	1-8
Ю-IIIк	4	0,31	0,36	0,19-0,45	2,8	0,30	2-4
Ю-III	47	0,67	0,37	0,08-0,97	4,7	0,95	1-17

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по керну, по ГИС и по гидродинамическим исследованиям скважин приведены в таблице 2.2.5

Таблица 2.2.5 – Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость в нефтяной части, мкм2*10-3	Проницаемость в газовой части, мкм2*10-3	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Пористость в газовой части, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
М-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	27	-	27	-	27
	Количество определений	-	30	-	31	-	30
	Среднее значение	-	21,34	-	0,17	-	0,52
	Коэффициент вариации	-	0,75	-	0,12	-	0,12
	Интервал изменения	-	4,31-65,85	-	0,14-0,22	-	0,40-0,63
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-II-1 (А, Б)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	2	-	2	-	-
	Количество определений	-	5	-	5	-	-
	Среднее значение	-	44,11	-	0,196	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,512	-	0,234	-	-
	Интервал изменения	-	1,11-183,43	-	0,153-0,27	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	27	-	27	-	27
	Количество определений	-	50	-	64	-	50
	Среднее значение	-	37,52	-	0,19	-	0,50
	Коэффициент вариации	-	0,94	-	0,16	-	0,12
	Интервал изменения	-	4,04-158,44	-	0,14-0,26	-	0,40-0,64
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-0-1 русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	-	1	-	-	-
	Количество определений	46	-	56	-	-	-
	Среднее значение	235,6	-	0,232	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,24	-	0,15	-	-	-
	Интервал изменения	2,42-1225	-	0,164-0,291	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	-	2	-	2	-
	Количество определений	1	-	3	-	1	-
	Среднее значение	142,99	-	0,25	-	0,60	-
	Коэффициент вариации	0	-	0,08	-	0	-
	Интервал изменения	143	-	0,20-0,26	-	0,60	-

1	2	3	4	5	6	7	8
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	6	-	-	-	-	-
	Среднее значение	24,5	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,71	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	2,6-56,1	-	-	-	-	-
Ю-0-1 нерусловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	4	3	4	3	4	3
	Количество определений	4	5	4	5	4	5
	Среднее значение	65,93	196,57	0,24	0,26	0,63	0,73
	Коэффициент вариации	0,45	1,11	0,07	0,16	0,19	0,06
	Интервал изменения	30,49-101,95	34,98-608,01	0,22-0,25	0,22-0,34	0,50-0,78	0,66-0,78
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	1	-	-	-	-	-
	Среднее значение	3,5	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	3,5	-	-	-	-	-
Ю-0-2 русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	-	1	-	-	-
	Количество определений	97	-	97	-	-	-
	Среднее значение	944,76	-	0,292	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,18	-	0,066	-	-	-
	Интервал изменения	1,07-5822	-	0,192-0,318	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	2	3	2	3	2
	Количество определений	8	2	8	2	8	2
	Среднее значение	348,79	307,17	0,31	0,31	0,62	0,58
	Коэффициент вариации	0,23	0,40	0,04	0,06	0,08	0,05
	Интервал изменения	122,75-429,41	182,67-429,41	0,29-0,33	0,29-0,33	0,43-0,67	0,55-0,61
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-	-	-	-
	Количество определений	60	-	-	-	-	-
	Среднее значение	229,3	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,3	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	13,19-1180	-	-	-	-	-
Ю-0-2 нерусловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	7	-	7	-	-	-
	Количество определений	53	-	56	-	-	-
	Среднее значение	160,79	-	0,25	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,62	-	0,125	-	-	-
	Интервал изменения	1,11-1420	-	0,18-0,366	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	37	7	37	7	37	7
	Количество определений	95	12	161	17	95	12
	Среднее значение	111,07	107,53	0,24	0,25	0,50	0,51
	Коэффициент вариации	1,33	0,74	0,14	0,10	0,16	0,16
	Интервал изменения	18,93-940,14	29,29-265,69	0,18-0,35	0,19-0,29	0,39-0,70	0,40-0,66
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	14	-	-	-	-	-
	Количество определений	39	-	-	-	-	-
	Среднее значение	20,6	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,6	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,52-169	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-I русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	4	-	4	-	4	-
	Количество определений	9	-	11	-	9	-
	Среднее значение	60,73	-	0,23	-	0,45	-
	Коэффициент вариации	0,56	-	0,15	-	0,06	-
	Интервал изменения	18,75-124,81	-	0,19-0,28	-	0,41-0,50	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-I нерусловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	1	3	1	-	-
	Количество определений	23	3	24	3	-	-
	Среднее значение	103,25	4,1	0,238	0,20	-	-
	Коэффициент вариации	0,99	0,742	0,19	0,063	-	-
	Интервал изменения	1,19-282	1,24-8,86	0,169-0,299	0,184-0,218	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	14	1	14	1	14	1
	Количество определений	16	2	30	2	16	2
	Среднее значение	157,93	314,97	0,26	0,28	0,52	0,60
	Коэффициент вариации	0,74	0,63	0,127	0,16	0,12	0,12
	Интервал изменения	33,76-455,51	51,29-465,65	0,20-0,33	0,23-0,32	0,43-0,67	0,49-0,65
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	5	-	-	-	-	-
	Среднее значение	22	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,5	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	3,3-36,8	-	-	-	-	-
Ю-II							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	12	2	12	2	12	2
	Количество определений	11	2	27	5	11	2
	Среднее значение	119,2	108,52	0,25	0,26	0,49	0,48
	Коэффициент вариации	0,39	0,41	0,13	0,09	0,11	0,04
	Интервал изменения	34,32-150,69	65,59-155,60	0,17-0,29	0,26-0,29	0,40-0,60	0,46-0,51
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	3	-	-	-	-	-
	Среднее значение	119,2	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	119,2-119,2	-	-	-	-	-
Ю-III							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	1	3	1	-	-
	Количество определений	105	10	106	10	-	-
	Среднее значение	3699,9	5219,2	0,276	0,273	-	-
	Коэффициент вариации	1,11	0,846	0,139	0,07	-	-
	Интервал изменения	18-10000	1493-10000	0,188-0,39	0,23-0,319	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	24	12	24	12	24	12
	Количество определений	60	36	61	36	60	36
	Среднее значение	746,27	1728,54	0,25	0,25	0,76	0,85
	Коэффициент вариации	1,23	1,15	0,176	0,15	0,13	0,06
	Интервал изменения	17,76-4714,25	31,70-7769,46	0,15-0,32	0,15-0,32	0,43-0,90	0,52-0,95
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	13	-	-	-	-	-
	Количество определений	75	-	-	-	-	-
	Среднее значение	1925,4	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,7	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	17,6-3583,1	-	-	-	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Продуктивный горизонт М-I по макроописанию представлен песчаниками коричневыми, серыми, от мелко-, до крупнозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, массивными, на карбонатном цементе.

Керн в данном горизонте не анализировался.

По данным промыслово-геофизических исследований пористость в газонасыщенных коллекторах изменяется от 0,14 до 0,22 доли ед., составляя в среднем 0,17 доли ед., газонасыщенность – от 0,40 до 0,63 доли ед., в среднем – 0,52 доли ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

Продуктивный горизонт М-II-1 (А, Б) литологически представлен коричнево-бежевыми, светло-серыми, серо-зелеными, средне-, мелкозернистыми песчаниками, мелкозернистыми песками; конгломератами бледно-серого, зелено-серого цветов, состоящего, в основном, из кварцевых зерен и разноцветных кварцевых обломков, с преобладанием крупных, переходящих в гравий.

По данным керн диапазон изменения пористости в газонасыщенных коллекторах по 5 кондиционным определениям скважин №№3, 36 составляет 0,153-0,27 доли ед., средняя пористость – 0,196 доли ед., газопроницаемость меняется в пределах от 1,11 до 183,43 мД, средняя проницаемость – 44,11 мД.

По данным промыслово-геофизических исследований скважин значение пористости в газовой части в среднем составляет 0,19 доли ед., и варьирует в диапазоне 0,14-0,26 доли ед. Газонасыщенность изменяется от 0,40 до 0,64 доли ед., средняя газонасыщенность коллекторов – 0,50 доли ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

Продуктивный подгоризонт Ю-0-1. По макроописанию представлен песчаниками серыми, темно-серо-зелеными, голубовато-серыми, мелкозернистыми; алевролитами серо-зелеными, темно-серыми, серо-коричневыми, равнозернистыми.

В русловых отложениях горизонта пористость в нефтяной части по 56 образцам керна скважины №37 изменяется от 0,164 до 0,291 доли ед., в среднем составляет 0,232 доли ед.; проницаемость по 46 образцам изменяется в диапазоне 2,24-1225 мД, в среднем составляя 235,6 мД.

Пористость по данным ГИС равна 0,25 доли ед. Значение нефтенасыщенности равно 0,60 доли ед.

По 6 гидродинамическим исследованиям скважин интервал изменения проницаемости равен 2,6-56,1 мД, в среднем составляет 24,5 мД.

Нерусловые отложения горизонта (газовая часть) по промыслово-геофизическим исследованиям характеризуется эффективной пористостью от 0,22 до 0,34 доли ед., в среднем составляя 0,26 доли ед., газонасыщенность – 0,66-0,78 доли ед., в среднем – 0,73 доли ед.

Данные отложения не освещены кондиционными образцами керна.

По результатам 1 гидродинамического исследования скважин проницаемость составила 3,5 мД.

Продуктивный подгоризонт Ю-0-2 представлен песчаниками серыми, светло-серыми, серо-зелеными, зелеными, разнотернистыми; алевролитами светло-серыми, грязно-зелеными, темно-сиреневыми, пестрыми, мелкозернистыми.

По лабораторному изучению образцов керна породы *горизонта в русловых отложениях в нефтяной части* обладают следующими коллекторскими свойствами: диапазон изменения пористости составляет 0,192-0,318 доли ед., в среднем составляет 0,292 доли ед., проницаемость меняется от 1,07 до 5822 доли ед., составляя в среднем 944,76 доли ед.

Пористость по данным ГИС в газовой части залежи меняется от 0,29 до 0,33 доли ед., в среднем равна 0,31 доли ед., газонасыщенность меняется в диапазоне 0,55-0,61 доли ед., в среднем составляя 0,58 доли ед. Пористость в нефтяной части изменяется от 0,29 до 0,33 доли ед., составляя в среднем 0,31 доли ед. Среднее значение нефтенасыщенности по 8 определениям равно 0,62 доли ед.

По 60 гидродинамическим исследованиям проницаемость в среднем составляет 229,3 мД, меняясь в пределах 13,19-1180 мД.

По данным керна *в нерусловых отложениях в нефтяной части* среднее значение пористости по 56 образцам – 0,25 доли ед., меняется в интервале 0,18-0,366 доли ед. Проницаемость в среднем составляет – 160,79 мД, диапазон изменения равен 1,11-1420 мД.

Пористость по данным ГИС в газовой части изменяется в интервале 0,19-0,29 доли ед., в нефтяной – 0,18-0,35 доли ед. соответственно. Среднее значение газонасыщенности

составляет 0,51 доли ед., нефтенасыщенности – 0,50 доли ед.

По 39 определениям гидродинамических исследований среднее значение проницаемости равно 20,6 мД, изменяется от 0,52 до 169 мД.

Продуктивный горизонт Ю-I представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаник серый, зеленоватый, средне-мелкозернистый. Алевролит серый с зеленоватым оттенком, мелкозернистый, песчанистый, кварц-полевошпатовый, на глинистом цементе.

Пористость в *нерусловых отложениях в газовой части* залежи по 3 кондиционным определениям скв. №3 изменяется от 0,184 до 0,218 доли ед., составляя в среднем 0,20 доли ед., значение коэффициента проницаемости изменяется от 1,24 до 8,86 мД, в среднем составляет 4,1 мД. В нефтяной части среднее значение пористости по 24 образцам – 0,238 доли ед., меняется в интервале 0,169-0,299 доли ед. Проницаемость в среднем составляет – 103,25 мД, диапазон изменения равен 1,19-282 мД.

По результатам интерпретации данных ГИС пористость коллекторов в *русловых отложениях в нефтяной части* колеблется от 0,19 до 0,28 доли ед., среднее значение по горизонту 0,23 доли ед. Значение нефтенасыщенности в среднем равно 0,45 доли ед., изменяется в пределах 0,41-0,50 доли ед.

Пористость по данным ГИС в *нерусловых отложениях в газовой части* изменяется в интервале 0,23-0,32 доли ед., в нефтяной – 0,20-0,33 доли ед. соответственно. Среднее значение газонасыщенности составляет 0,60 доли ед., нефтенасыщенности – 0,52 доли ед.

По 5 гидродинамическим исследованиям скважин интервал изменения проницаемости равен 3,3-36,8 мД, в среднем составляет 22 мД.

Горизонт Ю-II представлен песчаниками, песками, реже гравелитами. Песчаники серые, светло-серые, равномерно мелко-, среднезернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, на глинистом цементе. Песок зеленовато-серый, кварц-полевошпатовый. Гравелиты светло-серые, разномзернистые, обломки гравелитов полуокатанные, окатанные, размерами до 1 см. Породы переслаиваются с аргиллитами.

Керн в данном горизонте не анализировался.

По данным промыслово-геофизических исследований пористость в газонасыщенных коллекторах изменяется от 0,26 до 0,29 доли ед., составляя в среднем 0,26 доли ед., газонасыщенность – от 0,46 до 0,51 доли ед., в среднем – 0,48 доли ед. Пористость в нефтяной части изменяется от 0,17 до 0,29 доли ед., составляя в среднем 0,25 доли ед. Среднее значение нефтенасыщенности по 11 определениям равно 0,49 доли ед.

По 1 гидродинамическому исследованию скважин интервал изменения проницаемости равен 119,2-119,2 мД, в среднем составляет 119,2 мД.

Продуктивный горизонт Ю-III по макроописанию представлен светло-серыми, серыми, мелкозернистыми песчаниками, в отдельных скважинах с прослоями гравелитов. В скважинах №№35 и 36 встречается прослой конгломератного песчаника с большим количеством пиритовых наростов.

Пористость по данным керна в газовой части залежи изменяется в интервале 0,23 - 0,319 доли ед., в нефтяной – 0,188-0,39 доли ед., в среднем составляют 0,273 и 0,276 доли ед. соответственно. Коэффициент проницаемости в газовой части изменяется от 1493 до 10000 мД, в среднем равен 5219,2 мД, в нефтяной – от 18 до 10000 мД, в среднем – 3699,9 мД.

Значение пористости по ГИС в газовой части разреза варьирует в интервале 0,15-0,32 доли ед., в среднем составляя 0,25 доли ед., в нефтяной – 0,15-0,32 доли ед., в среднем 0,25 доли ед. Значение газонасыщенности изменяется в интервале – 0,52-0,95 доли ед., в среднем – 0,85 доли ед., значение нефтенасыщенности варьирует в интервале – 0,43-0,90 доли ед., в среднем – 0,76 доли ед.

Среднее значение проницаемости по гидродинамическим исследованиям составляет 1925,4 мД, изменяется в интервале 17,6-3583,1 мД.

Таким образом, пористость по керну и по ГИС, как по меловым, так и по юрским продуктивным горизонтам, близки между собой, кроме горизонта Ю-I. При построении геолого-гидродинамической модели приняты данные по пористости и нефтенасыщенности, полученные в результате промыслово-геофизических исследований, так как данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше чем по керну.

Значения проницаемости, определённые по керну, ГИС и гидродинамическим исследованиям несколько различаются. Проницаемость по керну в горизонте Ю-0-1 (русловый) и Ю-0-2, выше, чем проницаемость, полученная по гидродинамическим исследованиям скважин. По горизонту Ю-III проницаемость по гидродинамике и по керну близки между собой.

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.

В таблице 2.2.6 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.6 – Сравнение статистических рядов распределения проницаемости пласта (горизонта)

По данным ГИС											По данным лабораторного изучения керна						
Интервалы изменения	Число случаев										Интервалы изменения	Число случаев					
	М-I (газ)	М-II-1 (А, Б) (газ)	Ю-0-1 (русло) (нефть)	Ю-0-1 (нерусло) (газ/нефть)	Ю-0-2 (русло) (газ/нефть)	Ю-0-2 (нерусло) (газ/нефть)	Ю-1 (русло) (газ/нефть)	Ю-1 (нерусло) (газ/нефть)	Ю-II (газ/нефть)	Ю-III (газ/нефть)		М-II-1 (А, Б) (газ)	Ю-0-1 (русло) (нефть)	Ю-0-2 (русло) (нефть)	Ю-0-2 (нерусло) (нефть)	Ю-1 (нерусло) (газ/нефть)	Ю-III (газ/нефть)
1-10	9	16	-	-	-	-	-/1		-/2	-	1-10	2	3	4	12	3/5	-
10-100	22	41	2	3/3	-	8/72	-/9	1/8	4/21	3/15	10-100	2	17	8	21	-/9	-/1
100-200	-	2	1	2/1	1/3	2/14	-/1	-/5	1/4	4/12	100-200	1	10	4	8	-/3	-/3
200-300	-	-	-	-	-	2/6	-	-/1	-	3/4	200-300	-	2	9	2	-/6	-/3
300-400	-	-	-	-	-/3	-/2	-	-/1	-	2/9	300-400	-	5	4	3	-	-/6
400-500	-	-	-	-	1/2	-/1	-	1/1	-	1/2	400-500	-	1	6	3	-	-/2
500-600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3/3	500-600	-	2	3	1	-	-/4
600-700	-	-	-	1/-	-	-	-	-	-	3/2	600-700	-	2	4	-	-	-/2
700-800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-/2	700-800	-	2	6	2	-	-/6
800-900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/1	800-900	-	1	5	-	-	-/2
900-1000	-	-	-	-	-	-/1	-	-	-	2/-	900-1000	-	-	7	-	-	-/3
1000-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8/4	1000-2000	-	1	31	1	-	3/15
2000-3000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2/5	2000-3000	-	-	4	-	-	1/9
3000-4000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/-	3000-4000	-	-	-	-	-	-/13
4000-5000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-/1	4000-5000	-	-	1	-	-	2/8
5000-6000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000-6000	-	-	1	-	-	1/2
6000-7000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/-	6000-7000	-	-	-	-	-	-/5
7000-8000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2/-	7000-8000	-	-	-	-	-	-/1
9000-10000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9000-10000	-	-	-	-	-	-/2
10000<	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10000<	-	-	-	-	-	3/18

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Отбор и исследования проб проведены специалистами ТОО «КМГ Инжиниринг». Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз». Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008».

2.3.1 Свойства пластовой нефти

По всем пробам проведено стандартное и дифференциальное разгазирование, в ходе которых были определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения, газосодержание, плотность и вязкость пластовой нефти, плотность сепарированной нефти, состав и свойства растворенного газа.

Исследования в пластовых условиях			
горизонт	Вид пробы	кол-во проб	№ скважин(ы)
М-I	Глуб.	1	П-2;
Ю-0-1: Русло	Глуб.	2	37, 76;
Ю-0-1: Не русло	Ркб.	1	45;
Ю-0-2а: Не русло	Глуб.	1	49;
Ю-0-2б: Русло	Глуб.	2	36;
	Ркб.	1	273;
Ю-0-2б: Не русло	Глуб.	1	63;
Ю-I	Глуб.	1	68;
	Ркб.	1	56;
Ю-II	Глуб.	1	67;
	Ркб.	1	67;
Ю-III	Глуб.	11	35, 38, 50, 55, 57, 61, 206;
	Ркб.	2	36, 61.
Всего:		26	18

Полученные параметры пластовой нефти по новым пробам были сопоставлены с данными ранее отобранных проб, а также проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам:

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

пласт и т.д.) На рисунках 2.3.1-2.3.4 представлены зависимости параметров пластовой нефти по горизонтам.

Исследования пластовой нефти продуктивных горизонтов по годам представлены в таблице 2.3.1

Лабораторные PVT исследования проб пластовой нефти выполнялись в лабораториях ТОО «Пенкор», ТОО «CNEC» и ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» ныне ТОО «КМГ Инжиниринг».

Свойства пластовой нефти **горизонта Ю-0-1** исследованы на основе двух проб (одна глубинная и одна рекомбинированная). По результатам сопоставления параметров наблюдаются отличия по ранее отобранной глубинной пробе из скважины №37 и новой рекомбинированной пробе из скважины №45. Причиной может быть, как расположение скважин, так и проведение исследования новой рекомбинированной пробы. Во-первых, скважина №37 расположена в русле №13 Южного купола, тогда как скважина №45 расположена на Северном куполе не в русловой залежи. Во-вторых, замеренные параметры пластовой нефти по рекомбинированной пробе напрямую зависят от использованного для рекомбинации величины промыслового газового фактора и в случае новой пробы со скважины №45 мог привести к высокому значению газосодержания. Соответственно для достоверного представления характеристики залежи в районе скважины №45, в дальнейшем необходимо провести отбор глубинных проб пластовой нефти. На основе имеющихся данных в рамках настоящего отчета параметры пластовой нефти по горизонту Ю-0-1 представлены на уровне утвержденных в ПЗ-2021г. В дальнейшем для уточнения параметров пластовой нефти из обеих залежей рекомендуется отбор глубинных проб по новым скважинам, или по скважинам с пластовым давлением выше давления насыщения, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

Свойства пластовой нефти горизонта **Ю-0-2** исследованы на основе 4 глубинных проб и 1 рекомбинированной пробы. По результатам исследования наблюдается отличие в параметрах между пробой из скважины №49 (д.о. 02.11.2014г) и ранее отобранными пробами из скважины №36 (д.о. 2005г). В частности, замеренные величины газосодержания по двум глубинным пробам из скважины №36 являются высокими, по сравнению с пробой из скважины №49. Причиной этому, скорее всего, является неправильный отбор проб из скважины №36, так как в обоих образцах давление насыщения превышало пластовое давление. Соответственно, в пробах могло содержаться излишнее количество газа. Следует отметить, что до 2011г в данной скважине происходил прорыв газа из газовой шапки. На основе вышесказанных выводов, результаты исследования проб из скважины №36 были

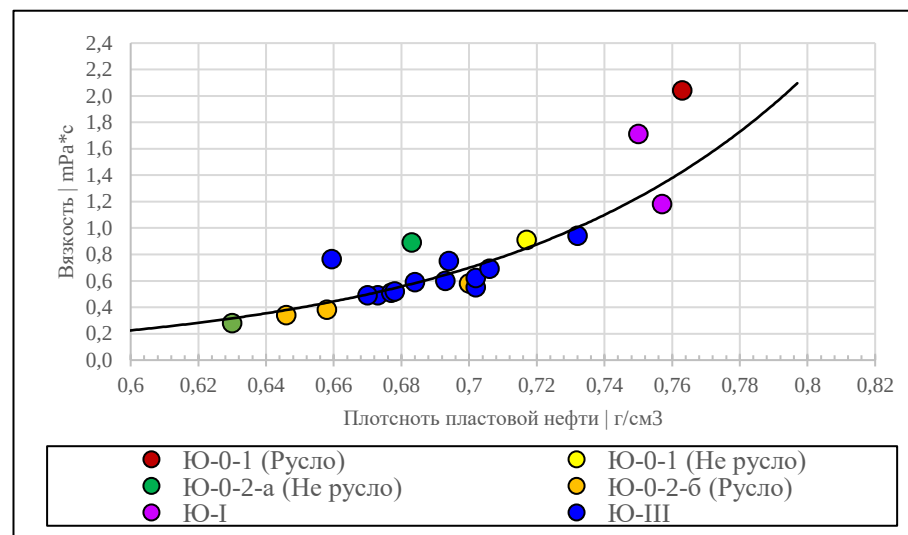
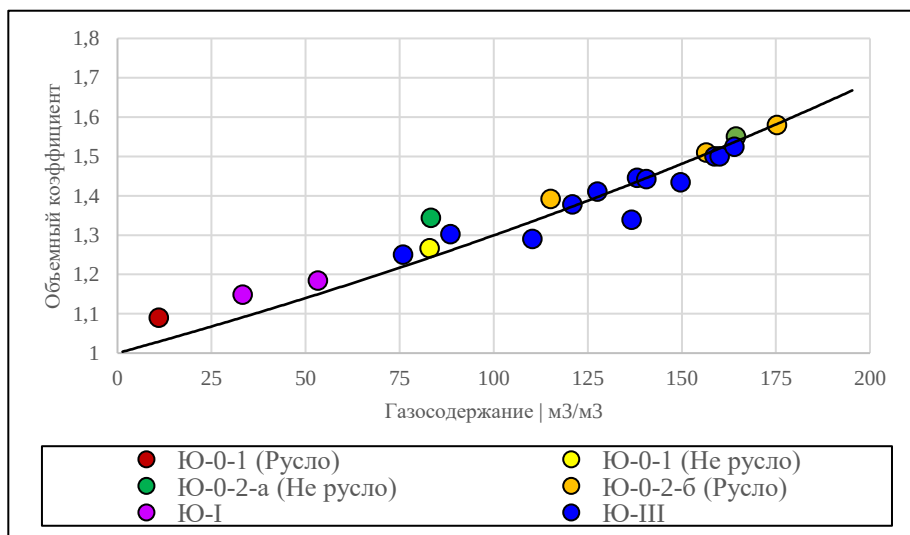
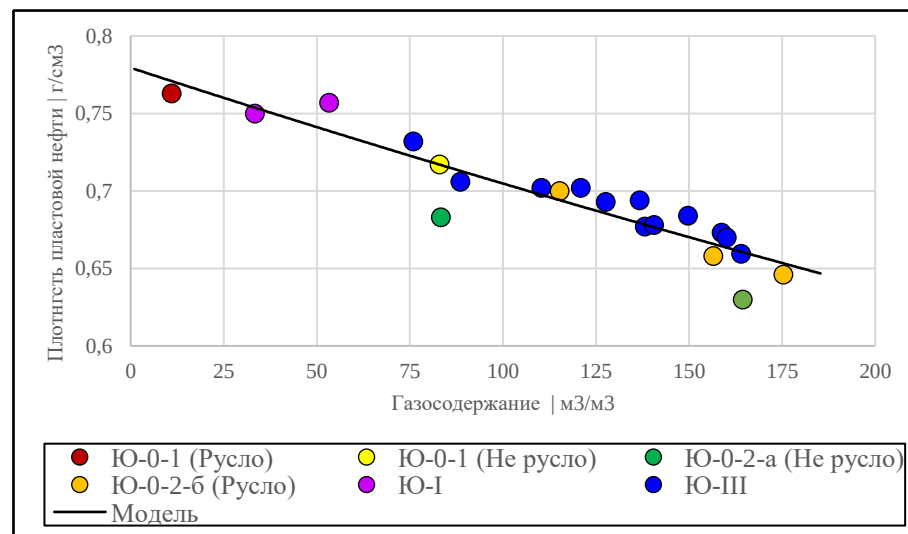
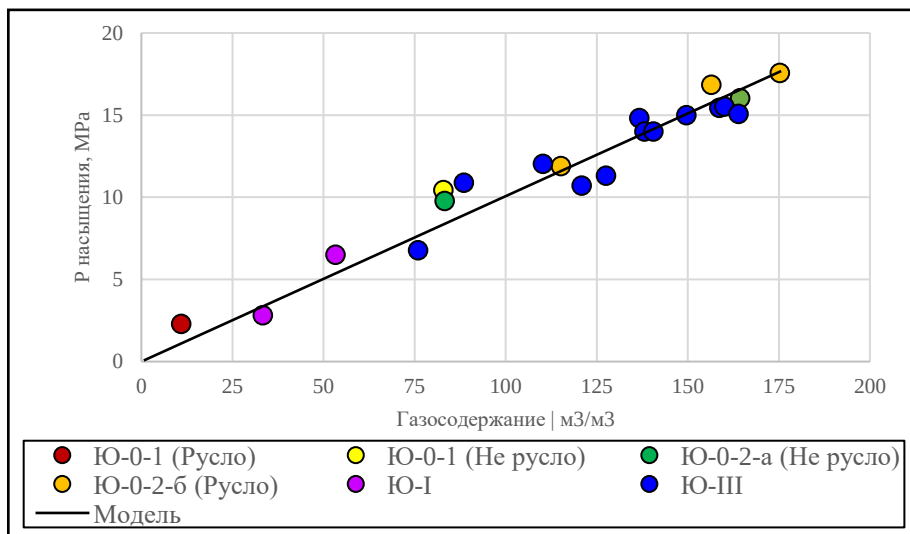
отбракованы. Рекомбинированная проба из скважины №273 характеризуется высоким газосодержанием ($G_c=138,3$ м³/т). В данной работе это исследование не учитывается при усреднении подсчетных параметров, нами рекомендуется продолжать исследования флюидальной системы данного горизонта, путем отбора и дополнительных глубинных проб, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

По горизонту Ю-I исследованы 2 пробы, 1 рекомбинированная проба из скважины № 56 и 1 глубинная проба по скв.№ 68. Проба по скв.№ 68 отбракована по причине не корректных параметров, отбор пробы произвелся на 500 м выше интервала перфораций (1779-1786), флюид, отобранный выше забоя скважины скорее всего потерял близкие значения параметров пласта, это подтверждает низкие термобарические параметры температуры 61 °С и давления насыщения 2,82 МПа при давлении пробы 11 МПа учитывая, что на горизонте Ю-1 присутствует газовая шапка.

По горизонту Ю-II исследованы 2 пробы, 1 рекомбинированная, 1 глубинная проба из скважины № 67. Давление насыщения 15,3 МПа при давлении исследования 20,4 МПа, Вязкость 0,3 мПа*s при температуре пласта 78,5 °С, плотность нефти 0,639 г/см³, газосодержание 209,9 м³/т, объемный коэффициент 1,527.

По горизонту Ю-III свойства пластовой нефти изучены по 13 пробам.

По результатам исследований проба из скважины №57 (д.о.11.11.2019г) характеризуется низкой величиной газосодержания и связанного с ним давления насыщения по сравнению с ранее отобранными пробами по горизонту. Причина аномальности в замеренных параметрах по пробе скорее всего, связаны с неправильным отбором проб, так как проба отобрана намного выше интервала перфорации (на 800 м выше). Соответственно состав пластовой смеси, отобранный намного выше интервала перфорации, будет иметь отличия по составу от пластовой нефти на глубине забоя скважин, что и отражается на результатах исследования пробы. Из-за аномальности параметров пластовой нефти, результаты исследования глубинной пробы из скважины №57 были отбракованы.



Для представления термобарических характеристик продуктивных горизонтов построены зависимости изменения пластового давления и температуры от глубины залегания по данным опробования скважин, глубинных проб и ГДИС-исследований (рисунки 2.3.5-2.3.6). По результатам сопоставления данных можно установить, что в целом по разным видам замера пластовое давление по отдельным горизонтам изменяется в близких значениях (рисунок 2.3.5). По последним данным ГДИС по горизонтам Ю-0-1 и Ю-III снижение пластового давления ниже давления насыщения не установлено. По горизонту Ю-0-2 по скважинам, расположенным на русле, в последних годах наблюдается снижение пластового давления ниже давление насыщения.

По замерам пластовой температуры не наблюдается разброс данных, геотермический градиент принят на уровне $2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (рисунок 2.3.6).

На основе замеров пластового давления и температуры при опробовании, проведены тренды изменений давления и температуры с глубиной залегания. Для оценки значений пластовых термобарических условий в зависимости от абсолютной отметки выведены уравнения, по которым рассчитаны начальные $R_{пл}$ и $t_{пл}$ по горизонтам

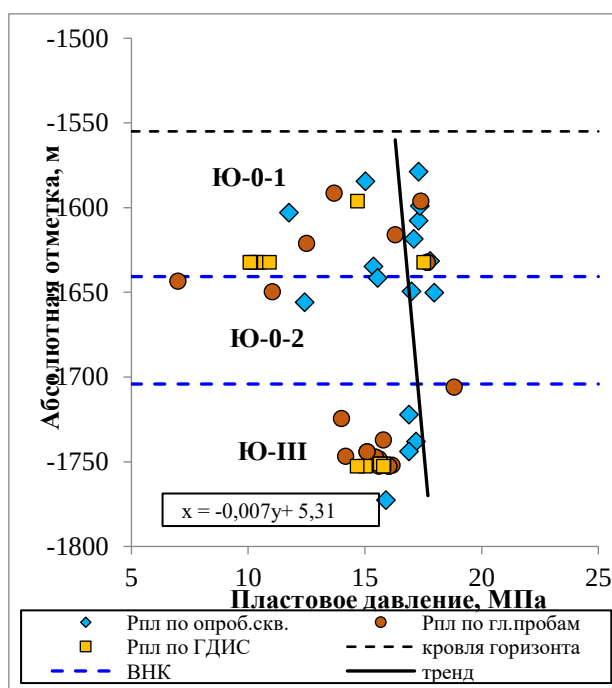


Рисунок 2.3.5 – Зависимость изменения пластового давления с глубиной залегания

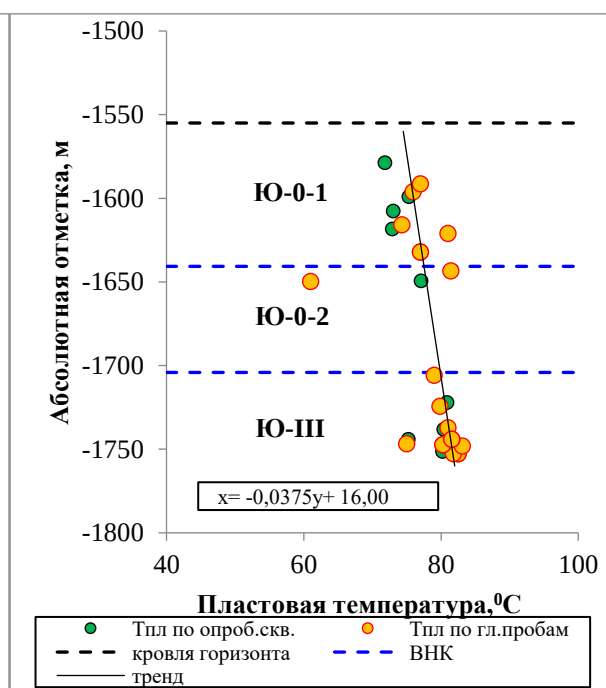


Рисунок 2.3.6 – Зависимость изменения пластовой температуры с глубиной залегания

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В процессе лабораторных исследований, согласно СТ ТОО 7522-1915- 39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», в поверхностных условиях определены основные параметры нефти: плотность, кинематическая вязкость при различных температурах, содержание парафина, серы, смол-силикагелевых, асфальтенов и фракционный состав, температуры вспышки и застывания, и т.д.

в поверхностных условиях		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
М-I	1	П-2;
Ю-0-1: Русло	1	76;
Ю-0-1: Не русло	1	45;
Ю-0-2а: Не русло	1	49;
Ю-0-2б: Русло	1	273;
Ю-0-2б: Не русло	2	3, 16;
Ю-I	2	56, 68;
Ю-II	2	67;
Ю-III	10	35, 36, 50, 55, 57, 61, 206;
общее количество	21	17

Физико-химические свойства нефти в поверхностных изучены по результатам анализа 17 проб.

Горизонт Ю-0-1 (не русло). Плотность нефти в поверхностных условиях равна 0,816 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C – 7,8 мм²/с, при 50°C – 3,2 мм²/с. Содержание парафина составляет 4,1 масс%. Содержание серы составляет 0,07 масс%. Содержание смол и асфальтенов равно 8,7 и 0,5 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 51,0%.

Горизонт Ю-0-2 (не русло). Средняя плотность нефти составляет 0,822 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна 9,7 мм²/с, при 50°C 3,5 мм²/с. Среднее содержание парафина составляет 8,6 масс%. Содержание серы колеблется от 0,04 до 0,18 масс%, в среднем составляя 0,13 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 7,2 и 0,3 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем равно 42,5%.

Горизонт Ю-0-2 (русло).

Первое исследование по данному руслу было проведено по скважине

№273 в 2021г. Полученная нефть характеризуется как легкая – 0,833 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C равна 16,2 мм²/с, при 50°C – 5,0 мм²/с. Содержание парафина составляет 4,3 масс%. Содержание серы составляет 0,08 масс%. Содержание смол

и асфальтенов равно 9,9 и 0,52 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, равно 35,0%.

В дальнейшем необходимо продолжить отбор и исследования поверхностных проб для подтверждения и прослеживания изменения свойств по данному руслу.

Горизонт Ю-I.

Впервые горизонт был изучен пробой из скважины № 56 и 61. Полученная нефть характеризуется как легкая – 0,825 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C равна 11,09 мм²/с, при 50°C – 4 мм²/с. Содержание парафина составляет 3,8 масс%. Содержание серы составляет 0,08 масс%. Содержание смол и асфальтенов равно 10,17 и 0,22 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, равно 43%.

В дальнейшем необходимо продолжить отбор и исследования поверхностных проб для подтверждения и прослеживания изменения свойств по данному горизонту.

Горизонт Ю-III. Средняя плотность нефти составляет 0,815 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна 6,7 мм²/с, при 50°C – 3,2 мм²/с. Среднее содержание парафина составляет 4,4 масс%. Содержание серы в среднем составляет 0,1 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 9,4 и 0,6 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем равно 47,6%.

Класс нефти. По содержанию серы нефти всех продуктивных горизонтов относятся к 1 классу с концентрацией 0,04-0,18 %масс и являются как малосернистыми.

Тип нефти по плотности. По показателю плотности нефти юрских продуктивных горизонтов относятся к особо легкой нефти. Среднее значение по горизонтам изменяется в пределах 0,804-0,833 г/см³ (тип 0).

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

По содержанию парафина нефти всех продуктивных горизонтов являются малопарафинистыми и высокопарафинистыми. Среднее значение парафина по горизонтам колеблется в пределах 1,3-10,4% масс.

По содержанию смол нефти всех продуктивных горизонтов относятся к малосмолистым. Среднее значение содержание смол по горизонтам в пределах 3,2-12,9% масс.

В целом по КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД) удовлетворяющие стандарту нефти месторождения Акшабулак Южный обозначаются как 1.0.1.

2.3.3 Компонентный состав и свойства газа

Компонентный состав газа после однократного разгазирования охарактеризован 24 пробами. Результаты лабораторных исследований газа после однократного разгазирования по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.

Продуктивный горизонт **Ю-0-1** охарактеризован 2 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 54,8%. Содержание C2+высшие >25% (40,3%), газ характеризуется как высокожирный (по А.Г Дурмишьяну и И.С Старобинцу). Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 2,0 и 0,1%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,038 доли ед.

после разгазирования		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
М-I	1	П-2;
Ю-0-1: Русло	2	37, 76;
Ю-0-1: Не русло	1	45;
Ю-0-2а: Не русло	1	49;
Ю-0-2б: Русло	3	36, 273;
Ю-0-2б: Не русло	1	63;
Ю-I	2	56, 68;
Ю-II	2	67;
Ю-III	17	35, 36, 38, 50, 55, 57, 61, 206;
общее количество	30	18

По углеводородному составу 5 проб из скв № 36, 49, 63, 273, растворенный газ продуктивного горизонта **Ю-0-2** классифицируется как высокожирный, т. к. содержание C2+высшие >25% (39.31%), содержание метана в среднем 58,6%. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ 0,05% и азот 0,9%, и является низкоуглекислым, низкоазотным. Относительная плотность газа по воздуху в среднем составляет 0,958.

По горизонту **Ю-I** исследованы 2 проба из скважины №56 и 68. По углеводородному составу растворенный газ классифицируется как высокожирный, т. к. содержание C2+высшие >25% (52,61%), содержание метана 46,55%. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ 0,02% и азот 0,78%, и является низкоуглекислым, низкоазотным. Относительная плотность газа по воздуху в среднем составляет 1,185

По горизонту **Ю-III** изучены 16 проб растворенного газа. Средние значения содержания углеводородных компонентов по горизонту составляют: метана – 64,9%, этана – 12,7%, пропана – 10,7%. Содержание C2+высшие >25% (33,3%), газ характеризуется как высокожирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ и азот – 0,1 и 1,6%, соответственно. Газ характеризуется как низкоуглекислый и низкоазотный. Относительная плотность газа по воздуху – 0,903 доли ед.

Компонентный состав и свойства свободного газа представлены 12 пробами, из них по горизонту: М-I – 1 проба, Ю-0 (Ю-0-2-б) – 2 пробы, Ю-I – 1 проба, Ю-III – 6 проб, по 2 пробам из скважины №3 рассчитаны составы пластового газа.

Компонентный состав газа и расчетные параметры представлены в таблице 2.3.4.

Для исследования газового горизонта М-I была проведена работа по отбору газа сепарации и сырого конденсата через передвижной тестовой сепаратор «ОЗНА» на устье скважины 36Д (инт.1584-1588м). Но при процессе работы установлено, что на выходе сепаратора был чистый газ без жидкости.

По горизонту Ю-0 (Ю-0-2-б) было отобрано 2 пробы из скважины №3 (инт. 1757-1767м).

Средние значения содержания углеводородных компонентов по горизонту составляют: метана – 89,1%, этана – 5,7%, пропана – 3,4%. Содержание C₂+высшие <15% (10,6%), газ характеризуется как полужирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ и азот – 0,02 и 0,02%, соответственно. Газ характеризуется как низкоуглекислый и низкоазотный. Относительная плотность газа по воздуху – 0,724 д. ед.

Горизонт Ю-III освещен 6 пробами из скважин №3 (1853-1867м) и 36 (инт.1863-1871м).

Средние значения содержания углеводородных компонентов по горизонту составляют: метана – 84,3%, этана – 8,0%, пропана – 3,7%. Содержание C₂+высшие <15% (12,9%), газ характеризуется как полужирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ и азот – 0,3 и 1,6%, соответственно. Газ характеризуется как низкоуглекислый и низкоазотный. Относительная плотность газа по воздуху – 0,726 д. ед.

Также были рассчитаны составы пластового газа на основе двух проб из скважины №3 по горизонту Ю-III. По результатам расчета потенциальное содержание конденсата в среднем составило 156 г/м³.

Состав и свойства конденсата.

Физико-химический анализ сделан по 3 пробам конденсата (табл. 2.3.4).

Содержание серы в конденсатах замерено в диапазоне 0,13-0,15масс%, конденсаты классифицируются как малосернистые, принадлежат первому классу.

Плотность конденсата зафиксировано в диапазоне 0,705-0,756 г/см³.

Конденсат по нефтяной классификации относится к типу 0 «особо легкие нефти».

Содержания воды, хлористых солей и механических примесей в имеющихся пробах не определены. Содержание парафинов принимается в пределах 3,7-4,1 масс%, конденсат является парафинистой.

Таблица 2.3.1 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

№ п/п		Ю-0-1					Ю-0-2					Ю-II					Ю-III				
		количество		диапазон изменения	среднее значение	количество		диапазон изменения	среднее значение	количество		диапазон изменения	среднее значение	количество		диапазон изменения	среднее значение				
		скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб						
Нефть	Пластовая температура исследования °C	2	2	63.6	75.9	69.8	2	2	74.3	77.2	75.8	1	2	78.1	79.0	78.5	7	11	79.9	83.1	81.5
	Давление исследования МПа	2	2	12.0	17.4	14.7	2	2	16.3	16.4	16.4	1	2	18.8	22.0	20.4	7	11	14.0	16.2	15.5
	Давление насыщения газом МПа	2	2	-	-	2.3	2	2	9.8	13.5	11.6	1	2	14.6	16.0	15.3	7	11	10.7	15.5	13.5
	Газосодержание м³/т	2	2	13.7	43.2	28.5	2	2	100.9	140.5	120.7	1	2	209.6	210.2	209.9	7	11	107.0	199.8	166.5
	Плотность пластовой нефти г/см³	2	2	0.750	0.763	0.757	2	2	0.683	0.697	0.690	1	2	0.630	0.648	0.639	7	11	0.659	0.706	0.685
	Динамическая вязкость мПа*с	2	2	1.3	2.0	1.7	2	2	0.9	0.9	0.9	1	2	0.3	0.4	0.3	7	11	0.5	0.8	0.6
	Объемный коэффициент	2	2	1.090	1.126	1.108	2	2	1.340	1.343	1.342	1	2	1.504	1.550	1.527	7	11	1.290	1.524	1.415

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

№ п/п			Ю-0-1 (русло)				Ю-0-1 (не русло)				Ю-0-2-а				Ю-0-2-б (не русло)							
			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						
Плотность при 20 °С г/см³			1	1	-	-	0.806	1	1	-	-	0.816	1	1	-	-	0.826	2	2	0.820	0.821	0.821
Кинематическая вязкость при	20 °С, мПа×с		1	1	-	-	4.7	1	1	-	-	7.9	1	1	-	-	14.0	2	2	7.2	7.9	7.5
	50 °С, мПа×с		1	1	-	-	2.4	1	1	-	-	3.2	1	1	-	-	3.5	2	2	-	-	-
Температура застывания парафина °С			1	1	-	-	-30.0	1	1	-	-	6.0	1	1	-	-	18.0	2	2	-	-	-14.0
Температура плавления парафина °С			1	1	-	-	55.6	1	1	-	-	55.6	1	1	-	-	55.6	2	2	-	-	-
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых		1	1	-	-	8.7	1	1	-	-	8.7	1	1	-	-	12.9	2	2	3.2	5.6	4.4
	Асфальтенов		1	1	-	-	0.5	1	1	-	-	0.5	1	1	-	-	-	2	2	0.1	0.6	0.3
	Сера		1	1	-	-	0.1	1	1	-	-	0.1	1	1	-	-	0.04	2	2	-	-	0.2
	Парафинов		1	1	-	-	1.2	1	1	-	-	4.1	1	1	-	-	6.5	2	2	8.7	10.4	9.6
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, °С		1	1	-	-	5.0	1	1	-	-	60.0	1	1	-	-	100.0	2	2	51.0	65.0	58.0
	до 100 °С		1	1	-	-	7.0	1	1	-	-	7.0	1	1	-	-	-	2	2	3.0	5.0	4.0
	до 150 °С		1	1	-	-	11.0	1	1	-	-	20.0	1	1	-	-	9.0	2	2	14.0	16.0	15.0
	до 200 °С		1	1	-	-	35.0	1	1	-	-	31.0	1	1	-	-	15.0	2	2	33.0	35.0	34.0
	до 300 °С		1	1	-	-	55.0	1	1	-	-	51.0	1	1	-	-	33.0	2	2	-	-	52.0

Продолжение таблицы 2.3.2.

№ п/п		Ю-I					Ю-II					Ю-III				
		Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во		Диапазон изменения	Среднее значение			
		скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб					
Плотность при 20 °С г/см³		1	1	-	-	0.818	1	1	-	-	0.825	8	10	0.804	0.823	0.815
Кинематическая вязкость при	20 °С, мПа×с	1	1	-	-	7.8	1	1	-	-	2.5	8	10	3.4	9.5	6.7
	50 °С, мПа×с	1	1	-	-	3.3	1	1	-	-	1.5	8	10	2.6	3.7	3.2
Температура застывания парафина °С		1	1	-	-	-33.0	1	1	-	-	-42.0	8	10	-20.0	18.0	-1.0
Температура плавления парафина °С		1	1	-	-	53.4	1	1	-	-	53.4	8	10	52.8	57.0	54.5
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых	1	1	-	-	11.6	1	1	-	-	7.8	8	10	6.7	11.8	9.4
	Асфальтенов	1	1	-	-	0.1	1	1	-	-	0.1	8	10	0.3	0.8	0.6
	Сера	1	1	-	-	0.1	1	1	-	-	0.01	8	10	-	-	0.1
	Парафинов	1	1	-	-	3.3	1	1	-	-	3.4	8	10	1.3	7.2	4.4
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, °С	1	1	-	-	50.0	1	1	-	-	40.0	8	10	50.0	75.0	64.4
	до 100 °С	1	1	-	-	5.0	1	1	-	-	15.0	8	10	2.0	8.0	4.8
	до 150 °С	1	1	-	-	17.0	1	1	-	-	35.0	8	10	11.0	20.0	16.2
	до 200 °С	1	1	-	-	28.0	1	1	-	-	44.0	8	10	21.0	34.0	26.4
	до 300 °С	1	1	-	-	45.0	1	1	-	-	57.0	8	10	41.0	59.0	47.6

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования

№/№	Ю-0-1 (Русло)	Ю-0-1 (не русло)	Ю-0-2-а (не русло)	Ю-0-2-б (Русло)	Ю-0-2-б (Не русло)	Ю-І	Ю-ІІ	Ю-ІІІ
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях							
	выделившийся газ							
Компонент	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%
Сероводород	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Углекислый газ	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.2
Азот+редкие	5.7	2.0	5.3	0.9	1.9	0.8	1.4	1.6
метан	44.2	60.8	64.0	56.9	69.1	46.6	68.7	64.9
этан	10.9	12.9	9.4	16.3	11.1	17.7	10.8	12.7
пропан	18.3	10.6	10.4	14.7	10.7	19.7	7.7	10.7
изобутан	6.2	3.0	1.9	2.6	1.9	3.8	1.7	2.2
н. бутан	9.7	6.0	5.1	4.9	3.3	7.5	4.3	4.3
изопентан	2.2	2.0	1.4	1.2	0.7	1.7	2.1	1.3
н. пентан	2.0	2.0	1.7	1.2	0.7	1.7	2.5	1.4
гексаны	0.5	0.5	0.5	0.5	0.2	0.4	0.6	0.7
гептаны	0.1	0.1	0.2	0.8	0.3	0.2	0.1	0.2
остаток (C ₈ +высшие)	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Сумма	-100.0	-100.0	-100.0	-100.0	-100.0	-100.0	-100.0	-100.0
Свойства газа								
Плотность газа, кг/м ³	0.948	0.795	0.755	0.809	0.698	0.907	0.735	0.750
Плотность газа относительная (по воздуху)	1.142	0.958	0.910	0.974	0.841	1.093	0.885	0.903

Таблица 2.3.4 - Компонентный состав и свойства свободного газа

Наименование	М-І				Ю-0-2				Ю-І				Ю-ІІІ				Рассчитанные составы пластового газа			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Сероводород	-	-	-	-	1	2	0,01-0,02	0,02	1	1	-	0,11	1	3	0,08-0,14	0,3	-	-	-	-
Углекислый газ	1	1	-	0,06	1	2	0,01-0,02	0,015	1	1	-	0,01	2	6	0,02-1,3	0,3	1	2	0,2-0,4	0,3
Азот	1	1	-	3,3	1	2	-	0,02	-	-	-	-	2	6	0,2-3,3	1,6	1	2	1,6-2,4	2,0
Метан	1	1	-	77,2	1	2	88,9-89,4	89,1	1	1	-	99,1	2	6	80,0-88,8	84,3	1	2	76,6-78,3	77,5
Этан	1	1	-	9,2	1	2	5,4-6,0	5,7	1	1	-	0,3	2	6	6,9-9,1	8,0	1	2	8,4-9,8	9,1
Пропан	1	1	-	6,3	1	2	3,3-3,5	3,4	1	1	-	0,3	2	6	1,0-5,9	3,7	1	2	4,5-6,0	5,3
Изо-бутан	1	1	-	1,1	1	2	0,7-1,2	1,0	1	1	-	0,03	2	6	0,3-0,7	0,5	1	2	0,7-1,3	1,0
Н-бутан	1	1	-	1,7	1	2	-	0,4	1	1	-	0,03	1	3	0,2-0,3	0,2	1	2	0,8-1,2	1,0
C ₅ +высшие	1	1	-	0,9	1	2	0,1-0,2	0,1	-	-	-	-	2	6	0,2-0,6	0,4	1	2	3,6-4,0	3,8
Относительная плотность газа (по воздуху)	1	1	-	0,739	1	2	0,700-0,747	0,724	1	1	-	0,804	2	6	0,704-0,751	0,726	-	-	-	-

Таблица 2.3.5 – Состав и свойства конденсата

		Ю-І				Ю-ІІІ			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб			скважин	проб		
Плотность нефти при 20°С, кг/м ³		1	1	-	756	1	2	705-716	711
Кинематическая вязкость, мм ² /спри 20°С		-	-	-	-	-	-	-	-
50°С		-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С		1	1	-	-20	1	2	(-14)-20	-16,9
Содержание, %	Серы	1	1	-	0,14	1	2	0,13-0,15	0,14
	Смолы	1	1	-	1,96	1	2	3,6-3,8	3,7
	Асфальтенов	1	1	-	0,2	1	2	0,06-0,37	0,22
	Парафинов	1	1	-	4,1	1	2	3,7-3,9	3,8
Фракционный состав, %	НК	1	1	-	45	1	2	42-46	44
	до 100 °С	1	1	-	16,0	1	2	30,0-65,0	47,5
	до 150 °С	1	1	-	63,0	1	2	72,0-75,0	73,5
	до 200 °С	1	1	-	80,0	1	2	83,0-85,0	84,0
	до 250 °С	1	1	-	85,0	1	1	-	90,0
	до 300 °С	1	1	-	91,0	-	-	-	-

Физические свойства и химический состав подземных вод

На дату составления настоящего отчета лабораторные исследования свойств пластовой воды проводились по 12 пробам: из которых 7 проб относятся Ю-0-2 горизонту; 4 пробы относятся к Ю-III горизонту. Проба воды из скважины №73 (гор. Ю-0-2) была принята как непредставительная из-за низкой плотности воды (1014 кг/м^3) и общей минерализации ($21,3 \text{ г/дм}^3$).

Физико-химические свойства пластовых вод месторождения анализировались в собственной лабораториях ТОО «СП«КазГерМунай»». Свойства пластовых вод по горизонтам приведены в таблице 2.3.6.

Пластовые воды меловых продуктивных горизонтов М-II-1 (скв. №3, №16), М-II-2 (скв. №3) по классификации В. А. Сулина представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Величина общей минерализации варьирует от $51,7$ (гор. М-II-1) до $79,6 \text{ г/дм}^3$ (гор. М-II-2) в среднем составляя $57,6 \text{ г/дм}^3$, при средней плотности 1050 кг/м^3 . Воды жесткие, величина общей жесткости достигает до 200 мг-экв/дм^3 . Микрокомпонентный состав подземных вод меловых отложений представлен содержанием: йода – $1,36 \text{ мг/дм}^3$; брома – 105 мг/дм^3 .

Характеристика пластовых вод юрского горизонта Ю-0-2 дана по результатам 8 проб пластовой воды. Величина общей минерализации варьирует от $75,7$ до $89,4 \text{ г/дм}^3$, в среднем составляя $79,3 \text{ г/дм}^3$. Плотность пластовой воды по горизонту меняется от 1054 до 1060 кг/м^3 . Величина общей жесткости вод достигает до 380 мг-экв/дм^3 . рН среда вод от кислой - $5,4$ переходит в слабощелочную - $6,7$. Микрокомпонентный состав подземных вод представлен содержанием брома до $181,8 \text{ мг/л}$, стронция до $361,4 \text{ мг/л}$, лития до $7,1 \text{ мг/л}$, марганца до $11,7 \text{ мг/л}$.

Характеристика пластовых вод юрского горизонта Ю-III приводится по анализам 5 проб воды. Вода представляют собой рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией от $91,2$ до $113,5 \text{ г/дм}^3$ в среднем составляя $98,5 \text{ г/дм}^3$ и плотностью воды в среднем равной 1069 кг/м^3 . рН среда вод нейтральная в среднем равная 6 , величина общей жесткости воды в среднем составляет $323,5 \text{ мг-экв/дм}^3$.

Микрокомпонентный состав подземных вод представлен содержанием стронция в среднем - 427 мг/дм^3 , лития – $7,6 \text{ мг/дм}^3$, марганца – $2,9 \text{ мг/дм}^3$, бария - 77 мг/дм^3 .

Таблица 2.3.6 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Характеристика и содержание		ПР-22г							ПР-22г			ДПР-26г				ПР-22г			ДПР-26г			
		М-II-1				М-II-2						Ю-0-2							Ю-III			
		Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Значение	Кол-во иссл- х		Значение	Кол-во иссл- х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл- х		Значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб			скв	проб		скв	проб		скв	проб			скв	проб		скв	проб		
Содержание ионов, мг/дм ³	Cl ⁻	2	2	31024-35855	33439,5	1	1	38290	1	1	52495,9	7	7	46935,7-56222,3	49224,0	1	1	8399,7	4	4	57488,6-63509	59608,45
	SO ₄ ²⁻	2	2	56.7-3360	1708,4	1	1	11479	1	1	95,4	7	7	8,1-266,7	91,1	1	1	66374,1	4	4	5,1-16,7	9,3
	HCO ₃ ⁻	2	2	134-915	524,5	1	1	122	1	1	82,4	7	7	99,6-427	223,8	1	1	134,2	4	4	134,2-173,9	148,7
	Ca ²⁺	2	2	3377-3407	3392	1	1	3407	1	1	7124,5	7	7	2579,3-4003	3115,1	1	1	366,1	4	4	3963,1-4322,7	4114,55
	Mg ²⁺	2	2	359-365	362	1	1	243	1	1	297,8	7	7	219,2-675,3	497,9	1	1	37925,6	4	4	1005,5-1138,6	1055,75
	Na ⁺ +K ⁺	2	2	15946.3-20349	18147,7	1	1	26070	1	1	24557,4	7	7	24097,9-28824,1	26197,3	1	1	113468,1	4	4	28538,1-31868	29778,3
Содержание металлов, мг/дм ³	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	46,6	-	-	-	-
	Стронций	-	-	-	-	-	-	-	1	1	294,3	7	7	217-361,4	280,2	1	1	340,2	4	4	408,1-462,1	427,0
	Марганец	-	-	-	-	-	-	-	1	1	16,2	7	7	3,2-11,7	9,2	1	1	10,2	4	4	2,2-3,2	2,9
	Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание, мг/100г:	литий	-	-	-	-	-	-	-	1	1	2,1	7	7	3,5-7,1	5,0	1	1	5,73	4	4	7,3-7,9	7,6
	бора	1	1	3,47	3,47	1	1	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	йода	1	1	1,36	1,36	1	1	1,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	брома	1	1	105	105	1	1	200	1	1	113,3	7	7	70,6-181,8	117,0	-	-	-	4	4	75,8-150	123
	оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	10,6-37,3	22,4	-	-	-	4	4	12,2-28,6	18,6
Содержание сероводорода, мг/100г		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость, мг-экв/дм ³		-	-	-	-	-	-	-	1	1	380,0	7	7	171,5-226,2	196,4	-	-	-	4	4	282,7-309,3	292,10
Суммарная минерализация, г/дм ³		2	2	51.7-63.5	57,6	1	1	79,6	1	1	84,7	7	7	75,7-89,4	79,3	1	1	113,5	4	4	91,2-101	94,7
Плотность, кг/м ³		2	2	1050	1050	1	1	1050	1	1	1057	7	7	1054-1060	1056,6	1	1	1066	4	4	1068-1071	1069,3
Вязкость, мПа·с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тип воды		2	2	ХК	ХК	1	1	ХК	1	1	ХК	7	7	ХК	ХК	1	1	ХК	4	4	ХК	ХК
Примеси, мг/дм ³		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					-	-	-	-	-	-	-
рН		-	-	-	-	-	-	-	1	1	6,39	7	7	5,4-6,7	6,1	1	1	6,4	4	4	5,8-6,4	5,9

*— свойства вод остаются на уровне предыдущего проекта ПР-2022г

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 скважинам №№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»), №280 (ТОО «Везерфорд-КЭР»), № П-2 (ТОО «Стратум-КЭР»).

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

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований

Виды исследований	Всего	
	№ скважины	Количество
Кривые капиллярного давления, образец	№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 280, П-2	126
Кривые капиллярного давления методом центрифугирования, образец	№280, П-2	7
Капиллярное давление методом нагнетания ртути, образец	№280, П-2	15
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец	№36, 37, 45, 60, 62, 206, 280, П-2	28
Относительная проницаемость методом заводнения в системе нефть-вода, образец	№№36, 45, 60, 62, 206, 280	24
Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе нефть-вода, образец	№280, П-2	7
Смачиваемость пород методом Амотту, образец	№№36, 45, 47, 60, 206, П-2	23
Смачиваемость пород методом центрифугирования, образец	№280, П-2	7

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности. Капилляриметрические исследования проводились на оборудовании PLS-200 методом вытеснения пластовой воды воздухом на 29 образцах из отложений М-II скважины №36, 54 образцах из Ю-0 скважин №№37, 45, 47, 62, 67, 280, П-2, 29 образцах из Ю-I, Ю-IIIт по скважинам №№60, 62, 67, 68, 206, П-2 и 9 образцах из Ю-III' из скважины №60.

По образцам из М-II, которые имеют пористость от 6,1 до 26,5% и проницаемость от 0,13 до 302,2 мД, получена остаточная водонасыщенность с интервалом изменения 0,019-0,361 доли ед. и средним значением 0,175 доли ед.

По образцам из Ю-0 с пористостью от 7,2 до 28,6% и проницаемостью от 0,07 до 633,3 мД остаточная водонасыщенность изменяется от 0,085 до 0,801 доли ед., в среднем составляя 0,409 доли ед.

По образцам из Ю-I, Ю-II, Ю-III, которые обладают пористостью от 4,8 до 30,2% и проницаемостью от 0,075 до 42450 мД, получена остаточная водонасыщенность с интервалом изменения 0,025-0,943 доли ед. и средним значением 0,36 доли ед.

По образцам из Ю-III/ с пористостью от 0,9 до 8,9% и проницаемостью от 0,06 до 0,25 мД остаточная водонасыщенность изменяется от 0,61 до 0,841 доли ед., в среднем составляя 0,700 доли ед.

Согласно результатам исследования, образцы, имеющие большие значения пористости и проницаемости имеют меньшую остаточную водонасыщенность.

На рисунке 2.4.1 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, построенные по горизонтам М-II, Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-III/.

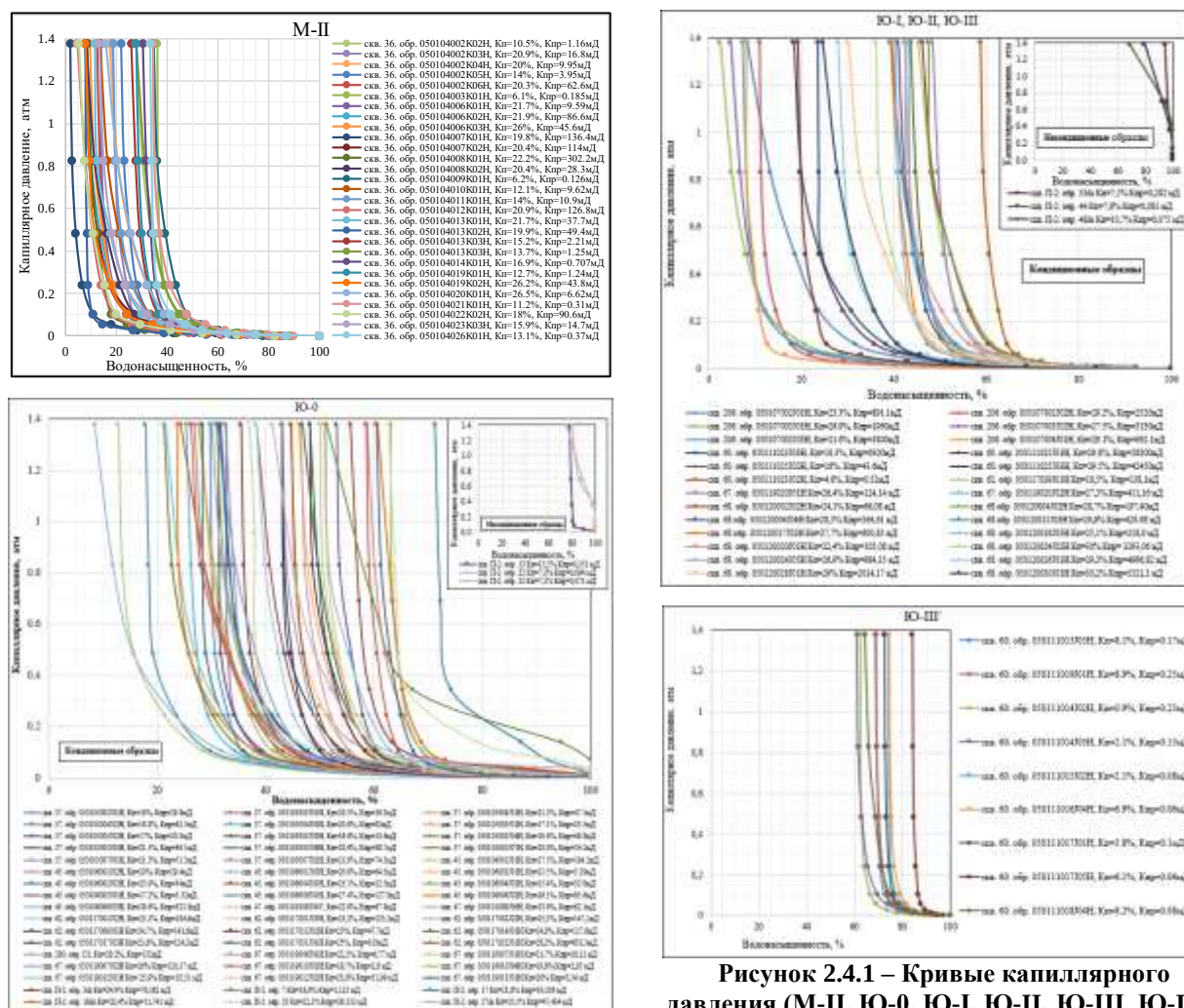


Рисунок 2.4.1 – Кривые капиллярного давления (М-II, Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-III/)

Определение относительной фазовой проницаемости. Данный эксперимент проведен на 7 образцах керна скважин №№280, П-2. Пористость образцов меняется от 15,15% до 26,6%, в среднем составляет 23%. Проницаемость по газу меняется в интервале 3,16-116 мД, в среднем составляет 43,3 мД. Остаточная водонасыщенность меняется от 36,1

до 69,5%, среднее значение равно 58,14%. Полученные результаты приведены в таблице 2.4.2, кривая относительной проницаемости по нефти – на рисунке 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе вода-нефть

Скважина	№ Обр.	Горизонт	Проницаемость по газу, мД	Проницаемость по воде, мД	Пористость, %	Эффективная проницаемость по воде при S_{or} , $K_w(S_{or})$, мД	Эффективная проницаемость по нефти при S_{wir} , $K_o(S_{wir})$, мД	Остаточная водонасыщенность, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения нефти, %
280	C4	Ю-0	116	56,5	25,5	13,9	28,2	36,1	6,8	89
П-2	3ds	Ю-0-2a	76,38	67,04	26,02	0,549	12,905	53,51	-	39,60
П-2	17	Ю-0-2a	19,21	15,97	22,93	0,028	0,925	67,75	-	30,78
П-2	18ds	Ю-0-2a	11,74	9,07	21,56	0,077	2,398	59,79	-	45,52
П-2	25	Ю-0-2a	29,15	24,65	23,24	0,138	4,111	62,41	-	37,79
П-2	8	Ю-0-2a	3,16	2,32	15,15	0,012	0,401	69,54	-	20,94
П-2	27ds	Ю-0-2a	47,43	40,99	26,60	0,179	5,133	57,88	-	40,20

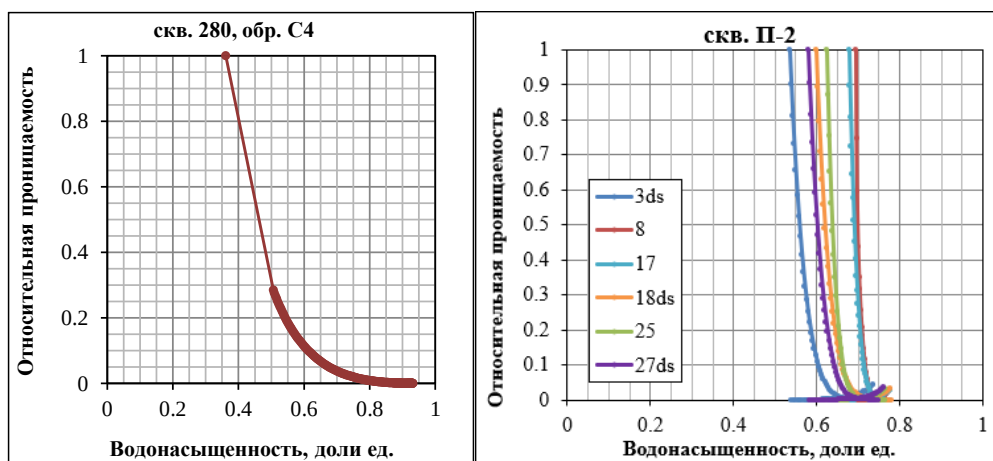


Рисунок 2.4.2 – Кривая относительной проницаемости нефти

Относительная проницаемость в системе вода-нефть. Эксперимент проводился на 24 образцах керна скважин №№36, 45, 60, 62, 206, 280.

Исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть проведены на 8 образцах керна меловых отложений (горизонт М-II) скважины №36. Пористость образцов меняется от 19,76% до 25,95%, в среднем составляет 21,38%. Проницаемость меняется в интервале 9,59-136,4 мД, в среднем составляет 49,48 мД. По замерам остаточная водонасыщенность меняется от 10 до 23,5%, среднее значение равно 17,70%.

В результате исследования для горизонтов Ю-0-2a и Ю-0-2б остаточная водонасыщенность по 7 образцам скважин №№45, 62, 280 меняется от 25,2 до 55,5% равна 43,96%.

Для горизонта Ю-III исследования проводились на 4 образцах керна скважин №№60, 206 с пористостью от 16,02 до 27,46% и проницаемостью от 43,6 до 3800 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 11,70-36%, в среднем составляя 19,18%.

В результате исследования для горизонта Ю-III/ остаточная водонасыщенность по 4 образцам скважины №60 меняется от 65 до 72% равна 69,5%.

Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.3.

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как гидрофильные. Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 2.4.3.

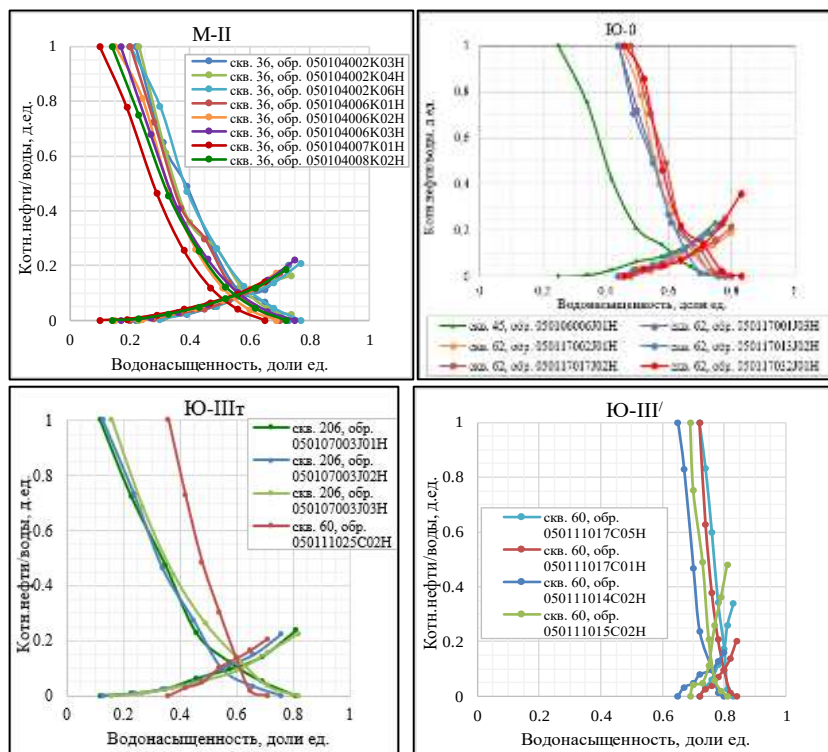


Рисунок 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода

Таблица 2.4.3 - Результаты исследований относительной проницаемости в системе вода-нефть

№ скважины	№ модели	№ образца	Глубина, м	Горизонт	Данные по керну						Результаты эксперимента							
					Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Длина, см	Диаметр, см	Площадь поперечного сечения, см2	Поровый объем, см3	Остаточная водонасыщенность Swir, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность Sor, доли ед.	Относительная проницаемость по воде при Sor, доли ед.	Относительная проницаемость по нефти при Swir, доли ед.	Эффективная проницаемость по воде при Sor, Kw(Sor), мД	Эффективная проницаемость по нефти при Swir, Ko(Swir), мД	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	
36	1	050104002K03H	1634,35	М-II-1-а	20,94	16,8	4,52	3,7	10,75	10,16	0,223	0,266	0,2	1	5,44	7,59	0,66	
36	2	050104002K04H	1634,5	М-II-1-а	19,99	9,95	3,19	2,94	6,77	4,31	0,235	0,255	0,164	1	6,46	8	0,67	
36	3	050104002K06H	1634,94	М-II-1-а	20,31	62,6	4,43	3,69	10,72	9,65	0,202	0,228	0,209	1	8,2	16,2	0,71	
36	4	050104006K01H	1650,23	М-II-1-6	21,74	9,59	4,49	3,69	10,72	10,45	0,196	0,297	0,174	1	6,5	8,3	0,63	
36	5	050104006K02H	1650,43	М-II-1-6	21,94	86,6	4,5	3,7	10,78	10,64	0,154	0,31	0,174	1	8,8	25,7	0,63	
36	6	050104006K03H	1650,57	М-II-1-6	25,95	45,6	4,5	3,7	10,73	12,53	0,17	0,247	0,22	1	8,1	15	0,70	
36	7	050104007K01H	1651,34	М-II-1-6	19,76	136,4	4,5	3,7	10,76	9,56	0,1	0,345	0,142	1	11,7	51,1	0,62	
36	8	050104008K02H	1652,45	М-II-1-6	20,37	28,3	4,49	3,71	10,78	9,86	0,138	0,284	0,184	1	6,9	10,1	0,67	
45	3	050106006J01H	1777,1	Ю-0-2-6	27,39	127,8	4,5	3,7	10,75	13,24	0,252	0,249	0,234	1	12,7	43,12	0,67	
60	1	050111014C02H	1869,33	Ю-III/	0,94	0,228	4,49	3,73	10,94	0,46	0,65	0,2	0,159	1	0,08	0,13	0,429	
60	3	050111015C02H	1870,32	Ю-III/	2,12	0,076	4,5	3,81	11,4	1,09	0,69	0,19	0,481	1	0,03	0,04	0,387	
60	5	050111017C01H	1872,07	Ю-III/	3,8	0,103	4,49	3,81	11,41	1,95	0,72	0,16	0,202	1	0,04	0,05	0,429	
60	6	050111017C05H	1872,9	Ю-III/	6,08	0,061	4,49	3,81	11,38	3,11	0,72	0,17	0,34	1	0,01	0,02	0,393	
60	9	050111023C01H	1878,13	юра	8,53	0,477	4,49	3,81	11,42	4,38	0,62	0,2	0,225	1	0,11	0,18	0,474	
60	11	050111025C02H	1880,6	Ю-IIIГ	16,02	43,6	4,5	3,79	11,25	8,1	0,36	0,29	0,205	1	15,47	19,53	0,547	
62	-	050117001J03H	1729,52	Ю-0-2-а	25,2	133,1	4,47	3,7	10,74	12,1	0,44	0,22	0,25	1	48	60	0,607	
62	-	050117002J01H	1729,88	Ю-0-2-а	24,8	449,1	4,48	3,73	10,9	12,13	0,45	0,2	0,192	1	170	208	0,636	
62	-	050117013J02H	1741,1	Ю-0-2-а	23	47,7	4,47	3,7	10,75	11,05	0,44	0,24	0,218	1	18,7	22,9	0,571	
62	-	050117017J02H	1750,53	Ю-0-2-6	24,7	198,3	4,48	3,69	10,72	11,88	0,48	0,2	0,214	1	55	74,9	0,615	
62	-	050117032J01H	1765,17	Ю-0-2-6	28,2	633,3	4,47	3,72	10,88	13,7	0,46	0,17	0,359	1	195	390	0,685	
206	2	050107003J01H	1884,05	Ю-IIIГ	26,88	1960	3,18	2,93	6,75	5,77	0,117	0,19	0,237	1	197	355	0,78	
206	3	050107003J02H	1884,2	Ю-IIIГ	27,46	3130	3,19	2,93	6,73	5,89	0,134	0,238	0,225	1	272	1145	0,73	
206	4	050107003J03H	1884,37	Ю-IIIГ	21,57	3800	4,54	3,7	10,76	10,55	0,156	0,18	0,225	1	331	439	0,79	
280	1	RP11	1777,27	Ю-0-2-6	24,3	14,4	-	-	-	-	0,555	0,134	0,802	1	0,55	0,685	0,70	

Определение коэффициента вытеснения нефти водой было выполнено на 28 образцах керна. В таблице 2.4.4 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

По результатам анализа коэффициент вытеснения нефти водой для горизонта М-II варьируется в пределах от 58,8 до 65,2%, составляя в среднем 62,1%.

Для образцов из горизонта Ю-0 коэффициент вытеснения нефти водой изменяется от 20,94 до 89,40%, в среднем составляя 54,6%.

Коэффициент вытеснения нефти для горизонта Ю-III по 3 образцам скважин №№60, 206 составляет 67,9%.

Для образцов из горизонта Ю-III/ коэффициент вытеснения нефти водой изменяется от 39,10 до 46,50%, в среднем составляя 42,40%.

Коэффициент вытеснения нефти для горизонта PZ-PR по 1 образцу скважины №60 составляет 58,6%.

В таблице 2.4.5 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта.

Таблица 2.4.4 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ скважины	№ модели	№ образца	Глубина, м	Горизонт	Данные по керну						Результаты эксперимента		
					Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Длина, см	Диаметр, см	Площадь поперечного сечения, см2	Поровый объем, см3	Остаточная водонасыщенность, Swir, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, Sor, доли ед.	нефти водой, доли ед.
36	9	050104020K01H	1664,1	М-II-2	26,5	6,62	3,19	2,94	6,79	5,75	0,2	0,33	0,588
36	10	050104022K02H	1668,32	М-II-2	17,9	90,6	3,23	2,94	6,79	3,93	0,11	0,31	0,652
36	11	050104023K03H	1669,63	М-II-2	15,9	14,7	4,48	3,7	10,78	7,66	0,2	0,3	0,625
37	1	050105005J05H	1735,58	Ю-0-1	21,3	49,1	4,43	3,72	10,85	10,22	0,38	0,23	0,629
37	2	050105005J06H	1735,76	Ю-0-1	20,6	88,7	4,47	3,71	10,82	9,96	0,35	0,21	0,677
37	3	050105007J01H	1737,74	Ю-0-1	21,3	51,3	3,2	2,94	6,78	4,62	0,37	0,24	0,619
45	2	050106006J01H	1773,98	Ю-0-2-6	20,8	34	4,54	3,71	10,8	10,19	0,29	0,24	0,662
45	1	050106002J02H	1777,1	Ю-0-2-6	27,4	127,8	4,52	3,7	10,76	11,6	0,38	0,23	0,629
60	2	050111014C03H	1869,42	Ю-III/	2,07	0,132	4,49	3,81	11,4	1,06	0,661	0,194	0,428
60	4	050111015C05H	1870,97	Ю-III/	8,09	0,167	4,5	3,81	11,42	4,15	0,681	0,188	0,411
60	7	050111018C04H	1873,92	Ю-III/	8,18	0,076	4,5	3,81	11,42	4,2	0,716	0,173	0,391
60	8	050111019C01H	1874,07	Ю-III/	8,93	0,254	4,48	3,82	11,44	4,58	0,643	0,191	0,465
60	10	050111023C02H	1878,45	Ю-III	4,78	0,521	4,5	3,82	11,44	2,46	0,606	0,203	0,485
60	12	050111027C01H	1882,1	PZ-PR	1,5	27,1	4,5	3,8	11,35	0,7	0,365	0,263	0,586
62	-	050117001J02H	1729,25	Ю-0-2-a	25,1	194,4	4,48	3,68	10,63	11,95	0,437	0,21	0,627
62	-	050117009J01H	1736,83	Ю-0-2-a	24,7	141,6	4,47	3,68	10,65	11,79	0,493	0,209	0,588
62	-	050117017J01H	1750,2	Ю-0-2-6	24,8	138	4,48	3,61	10,22	11,36	0,507	0,218	0,558
62	-	050117017J03H	1750,82	Ю-0-2-6	23,6	124,5	4,48	3,69	10,71	11,33	0,454	0,228	0,582
62	-	050117031J02H	1764,88	Ю-0-2-6	25,8	208	4,47	3,71	10,83	12,51	0,446	0,185	0,666
206	1	050107002J02H	1883,6	Ю-III	29,2	2520	3,2	2,91	6,66	6,21	0,18	0,18	0,780
206	5	050107004J01H	1885,87	Ю-III	29,1	962,1	3,17	29,4	6,79	6,26	0,17	0,19	0,771
280	1	C4	1777,6	Ю-0-2-6	25,5	130	4,93	3,8	-	14,3	0,361	0,068	0,894
П-2	-	3ds	1762,11	Ю-0-2-a	26,02	67,04	5,084	3,68	10,64	14,08	0,535	0,281	0,396
П-2	-	17	1766,71	Ю-0-2-a	22,93	15,97	5,113	3,7	10,72	12,57	0,678	0,223	0,308
П-2	-	18ds	1767,14	Ю-0-2-a	21,56	9,07	5,115	3,69	10,7	11,8	0,598	0,219	0,455
П-2	-	25	1769,24	Ю-0-2-a	23,24	24,65	5,134	3,7	10,76	12,84	0,624	0,234	0,378
П-2	-	8	1763,91	Ю-0-2-a	15,15	2,32	5,025	3,7	10,76	8,19	0,695	0,241	0,209
П-2	-	27ds	1771,89	Ю-0-2-a	26,6	40,99	5,079	3,69	10,69	14,44	0,579	0,252	0,402

Таблица 2.4.5 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта

Горизонт	Наименование величины	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенной
М-II-1	Количество определений	8	8	8	8	8	8	8
	Среднее значение	49,48	0,177	0,82	0,279	0,66	0,18	1
	Интервал изменения	9,59-136,4	0,1-0,235	0,765-0,9	0,228-0,345	0,62-0,71	0,14-0,22	-
М-II-2	Количество определений	3	3	3	3	3	-	-
	Среднее значение	37,31	0,17	0,83	0,31	0,62	-	-
	Интервал изменения	6,62-90,6	0,11-0,20	0,80-0,89	0,3-0,33	0,59-0,65	-	-
Ю-0-1	Количество определений	3	3	3	3	3	-	-
	Среднее значение	63,03	0,37	0,63	0,227	0,64	-	-
	Интервал изменения	49,1-88,7	0,35-0,38	0,62-0,65	0,21-0,24	0,62-0,68	-	-
Ю-0-2а	Количество определений	11	11	11	11	11	3	3
	Среднее значение	102,36	0,54	0,46	0,23	0,47	0,22	1
	Интервал изменения	2,32-449,1	0,437-0,695	0,305-0,563	0,2-0,281	0,209-0,636	0,19-0,25	-
Ю-0-2б	Количество определений	10	10	10	10	10	4	4
	Среднее значение	173,61	0,42	0,58	0,19	0,67	0,4	1
	Интервал изменения	14,4-633,3	0,25-0,56	0,45-0,75	0,068-0,25	0,56-0,89	0,21-0,80	-
Ю-III	Количество определений	7	7	7	7	7	4	4
	Среднее значение	1773,75	0,25	0,75	0,21	0,7	0,22	1
	Интервал изменения	0,521-3800	0,12-0,61	0,39-0,88	0,18-0,29	0,49-0,79	0,205-0,237	-
Ю-III'	Количество определений	8	8	8	8	8	4	4
	Среднее значение	0,14	0,685	0,315	0,18	0,45	0,3	1
	Интервал изменения	0,06-0,25	0,643-0,720	0,280-0,357	0,16-0,20	0,39-0,47	0,16-0,48	-
PZ-PR	Количество определений	1	1	1	1	1	-	-
	Среднее значение	27,1	0,365	0,635	0,26	0,59	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 18 образцах керна скважин №№36, 45, 47, 60, 206, 280. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные (таблица 2.4.6).

Таблица 2.4.6 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту

Номер скважины	Номер образца	Горизонт	Глубина, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
				Самопроизвольный выход нефти, мл	Принудительный выход нефти, мл	Самопроизвольный выход воды, мл	Принудительный выход воды, мл		
36	050104002K03H	М-II-1-а	1634,35	1,90	6,00	0,75	6,71	0,20	гидрофильная
	050104006K01H	М-II-1-6	1650,23	1,96	6,44	0,74	6,61	0,19	гидрофильная
	050104006K02H	М-II-1-6	1650,43	2,19	6,81	0,74	6,61	0,21	гидрофильная
	050104006K03H	М-II-1-6	1650,57	2,20	8,20	0,95	8,48	0,16	гидрофильная
	050104007K01H	М-II-1-6	1651,34	2,11	6,49	0,63	5,63	0,21	гидрофильная
45	050106002J02H	Ю-0-2-6	1773,98	1,54	5,66	0,89	8,01	0,16	гидрофильная
	050106006J01H	Ю-0-2-6	1777,10	2,09	7,81	1,00	8,93	0,16	гидрофильная
47	050101008J04V	Ю-0-2а	1771,48	0,65	2,52	0,39	3,50	0,15	гидрофильная
60	050111014C02H	Ю-III/	1869,33	0,04	0,12	0,04	0,33	0,20	гидрофильная
	050111014C03H	Ю-III/	1869,42	0,07	0,29	0,09	0,77	0,14	гидрофильная
	050111015C05H	Ю-III/	1870,97	0,28	1,04	0,34	3,04	0,16	гидрофильная
	050111017C01H	Ю-III/	1872,07	0,13	0,41	0,16	1,48	0,21	гидрофильная
	050111017C05H	Ю-III/	1872,90	0,21	0,67	0,26	2,33	0,20	гидрофильная
	050111019C01H	Ю-III/	1874,07	0,36	1,27	0,37	3,33	0,17	гидрофильная
206	050107003J01H	Ю-III	1884,05	1,09	4,01	0,47	4,20	0,16	гидрофильная
	050107003J02H	Ю-III	1884,20	1,13	3,97	0,45	4,04	0,17	гидрофильная
	050107003J03H	Ю-III	1884,37	1,87	7,03	0,87	7,78	0,15	гидрофильная
280	C1x	Ю-0-2-6	1777,50	-	-	-	-	0,34	гидрофильная

Смачиваемость методом центрифугирования. Анализ выполнен на 6 образцах керна скважины № П-2, по результатам исследований: 4 образца – смешанный/нейтральный, 2 образца – смешанный/гидрофильный (табл. 2.4.7).

Таблица 2.4.7 - Результаты определения смачиваемости методом центрифугирования (Стратум КЭР)

Скважина	Образец	Пористость, д.ед.	Проницаемость, мД	Водонасыщенность, д.ед.	Индекс по USBM	Индекс по Амотту	Тип
П-2	3ds	0,260	67,04	0,535	0,018	0,039	смешанный/нейтральный
П-2	17	0,229	15,97	0,677	0,345	0,111	смешанный/гидрофильный
П-2	18ds	0,216	9,07	0,598	-0,006	-0,122	смешанный/нейтральный
П-2	25	0,232	24,65	0,624	0,297	0,167	смешанный/гидрофильный
П-2	8	0,151	2,32	0,690	0,006	-0,110	смешанный/нейтральный
П-2	27ds	0,266	40,99	0,570	0,025	0,057	смешанный/нейтральный

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, показатель смачиваемости) рекомендуется использовать в гидродинамических расчетах.

2.5 Запасы нефти и газа

В процессе проведения геологоразведочных работ на месторождении Ашабулак Южный последний полноценный отчет «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный» по состоянию на 02.01.2025г был выполнен в 2025 году.

На месторождении Акшабулак Южный пробуренный фонд составляет 52 единиц.

Обоснование категорий запасов нефти проводилось исходя из степени изученности модели залежей, освещенности разреза опробованием, лабораторными исследованиями пластовых флюидов, коллекторских свойств пород, достоверностью обоснования флюидных контактов.

При обосновании категорийности запасов нефти исходили из следующих соображений: для горизонта, который находится в разработке, к категории В отнесены запасы на площади нефтегазоносности, ограниченной линией, соответствующей половине расстояния между скважинами, а также часть залежи с учетом накопленной добычи горизонта.

К категории C_1 отнесены запасы залежи, нефтегазоносность которых установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти и газа, положительных результатов геологических и геофизических исследований.

К категории C_2 отнесены запасы залежи, подтвержденные только материалами ГИС.

Оценка запасов нефти и газа месторождения Акшабулак Южный производилась объемным методом и приведен в таблицах 2.5.1-2.5.3.

Исходя из потенциального содержания попутных компонентов, были подсчитаны запасы этана, пропана, бутана, содержащихся в растворенном в нефти газе (табл. 2.5.4).

На основании приведенного в раздела 2.3 среднего содержания серы и парафина в нефти подсчитаны запасы серы и парафина и приведены в таблицах 2.5.5-2.5.6.

Также, исходя из потенциального содержания попутных компонентов, были подсчитаны запасы этана, пропана, бутана, содержащихся в газе газовой шапки (табл. 2.5.7).

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г.

Горизонт	Тип отложений	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина,м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент нефтенасыщен-ности, д.ед.	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Плотность нефти, т/м³	Геологические запасы нефти тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы, тыс.т	Газосодержание, м³/т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Ю-0-1	в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																	
	нерусловые	II (р-н №45)	ЧНЗ	C ₁	173	1.0	173	0.24	0.50	0.903	0.811	15	0.278	4.0	28.5	0.4	0.1	
				C ₂	71	0.4	28	0.24	0.50	0.903	0.811	2	0.139	0.3	28.5	0.1	0.01	
			ВНЗ	C ₁	59	1.0	59	0.24	0.50	0.903	0.811	5	0.278	1.4	28.5	0.1	0.04	
				C ₂	34	0.4	14	0.24	0.50	0.903	0.811	1	0.139	0.1	28.5	0.03	0.003	
	русло 13	р-н скв.37	ВНЗ	B	285	9.4	2671	0.26	0.60	0.903	0.811	305	0.145	44.0	28.5	8.7	1.3	
	русло 11	р-н скв.76	ВНЗ	C ₁	149	2.6	392	0.21	0.60	0.903	0.811	36	0.145	5.0	28.5	1.0	0.14	
	за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай" (АО "КОР")																	
	русло 13	р-н скв.37	ВНЗ	B	165	4.4	723.0	0.26	0.60	0.903	0.811	83	0.145	12	28.5	2.4	0.3	
	Итого по руслу 13			B	450	7.5	3394					388		56		11.1	1.6	
Итого по Ю-0-1			B	450	7.5	3394					388		56		11.1	1.6		
			C ₁	381	1.6	624					56		10		2	0.3		
			B+C ₁	831	4.8	4018					444		66		13	1.9		
			C ₂	105	0.4	42					3		0.4		0.1	0.01		
Ю-0-2a	нерусловые	II (№50)	ВНЗ	C ₁	729	1.6	1134	0.23	0.55	0.745	0.822	88	0.188	17	120.7	10.6	4.7	
				B	159	2.4	375	0.24	0.54	0.745	0.822	30	0.188	6	120.7	3.6	1.6	
		II' (№206)	ЧНЗ	C ₁	946	2.1	1948	0.24	0.54	0.745	0.822	155	0.188	29	120.7	18.7	7.9	
				B+C ₁	1105	2.1	2323					185		35		22.3	9.5	
				B	31	1.0	31	0.24	0.54	0.745	0.822	2	0.188	0.4	120.7	0.2	0.1	
			ВНЗ	C ₁	80	1.3	100	0.24	0.54	0.745	0.822	8	0.188	2	120.7	1.0	0.5	
				B+C ₁	111	1.2	131					10		2		1.2	0.6	
				B	190	2.1	406					32		6		3.8	1.7	
			Итого	C ₁	1026	2.0	2048					163		31		19.7	8.4	
				B+C ₁	1216	2.0	2454					195		37		23.5	10.1	
		I (№51)	ЧНЗ	B	265	1.8	476	0.23	0.49	0.745	0.822	33	0.188	6	120.7	4.0	1.6	
				C ₁	2551	1.7	4320	0.23	0.49	0.745	0.822	298	0.188	56	120.7	36.0	15.3	
			ВНЗ	B	8	1.9	15	0.23	0.49	0.745	0.822	1	0.188	0	120.7	0.1	0.0	
				C ₁	327	1.2	381	0.23	0.49	0.745	0.822	26	0.188	5	120.7	3.1	1.4	
				B	273	1.8	491					34		6		4.1	1.6	
			Итого	C ₁	2878	1.6	4701					324		61		39.1	16.7	
				B+C ₁	3151	1.6	5192					358		67		43.2	18.3	
		III' (№59)	ВНЗ	B	23	2.7	62	0.19	0.42	0.745	0.822	3	0.188	1	120.7	0.4	0.3	
				C ₁	49	1.7	83	0.19	0.42	0.745	0.822	4	0.188	1	120.7	0.5	0.3	
			Итого	B+C ₁	72	2.0	145					7		2		0.9	0.6	
		III-1 (№81)	ВНЗ	C ₁	120	0.6	66	0.26	0.46	0.745	0.822	5	0.188	1	120.7	0.6	0.3	
				Итого	C ₁	120	0.6	66					5		1.0		0.6	0.3
		V'	ВНЗ	C ₂	363	2.0	741	0.21	0.42	0.745	0.822	40	0.141	6	120.7	4.8	1.6	
				Итого	C ₂	363	2.0	741					40		6.0		4.8	1.6
		за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай" (АО "КОР")																
		V'	ВНЗ	C ₂	191	2.4	452.0	0.21	0.42	0.745	0.822	24	0.141	3	120.7	2.9	0.8	
				Итого	C ₂	191	2.4	452					24		3		2.9	0.8
Итого по горизонту Ю-0-2a			B	486	2.0	959					69.0		13.4		8.3	3.6		
			C ₁	4802	1.7	8032					584		111		70.5	30.4		
			B+C ₁	5288	1.7	8991					653		124.4		78.8	34.0		
			C ₂	554	2.2	1193					64		9		7.7	2.4		

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Ю-0-2б	русловые	I	ЧНЗ	В	162	15.2	2462	0.30	0.64	0.745	0.822	289	0.370	107	120.7	34.9	29.3		
			ВНЗ		174	7.1	1235	0.30	0.64	0.745	0.822	145	0.370	54	120.7	17.5	14.8		
			Итого		336	11.0	3697					434		161		52.4	44.1		
	нерусловые		ГНЗ	В	252	5.2	1300	0.24	0.49	0.745	0.822	94	0.188	18	120.7	11.3	4.9		
			ЧНЗ		645	4.4	2865	0.24	0.49	0.745	0.822	206	0.188	39	120.7	24.9	10.7		
			ВНЗ		125	3.4	422	0.24	0.49	0.745	0.822	30	0.188	6	120.7	3.6	1.6		
			Итого		1022	4.5	4587					330		63		39.8	17.2		
			ЧНЗ	C ₁	1101	3.0	3280	0.24	0.49	0.745	0.822	236	0.188	44	120.7	28.5	12.1		
			ВНЗ		1992	2.7	5411	0.24	0.49	0.745	0.822	390	0.188	73	120.7	47.1	20.0		
			Итого		3093	2.8	8691					626		117		75.6	32.1		
			Итого	B+C ₁	4115	3.2	13278					956		180		115.4	49.3		
	Всего по I блоку				B	1358	6.1	8284				764		224		92.2	61.3		
					C ₁	3093	2.8	8691					626		117		75.6	32.1	
					B+C ₁	4451	3.81	16975					1390		341		167.8	93.4	
	русловые	II	ГНЗ	В	170	15.1	2574	0.30	0.48	0.745	0.822	227	0.370	84	120.7	27.4	23.0		
			Итого	B	170	15.1	2574					227		84		27.4	23.0		
	нерусловые		ГНЗ	В	88	5.4	472	0.24	0.48	0.745	0.822	33	0.188	6	120.7	4.0	1.6		
				C ₁	447	5.6	2506	0.24	0.48	0.745	0.822	177	0.188	33	120.7	21.4	9.0		
			ЧНЗ	В	138	2.1	288	0.24	0.48	0.745	0.822	20	0.188	4	120.7	2.4	1.1		
				C ₁	201	2.7	545	0.24	0.48	0.745	0.822	38	0.188	7	120.7	4.6	1.9		
			Итого	B	226	3.4	760					53		10		6.4	2.7		
				C ₁	648	4.7	3051.0					215.0		40.0		26.0	10.9		
				B+C ₁	874	4.4	3811					268		50		32.4	13.6		
				Итого по II блоку				B	396	8.4	3334				280		94		33.8
	C ₁		648					4.7	3051					215		40		26	11
	B+C ₁		1044					6.1	6385					495		134		59.8	36.6
	руслов ые	II'	ГНЗ	В	103	14.0	1444	0.32	0.62	0.745	0.822	175	0.370	65	120.7	21.1	17.8		
			ЧНЗ		38	8.8	336	0.32	0.62	0.745	0.822	41	0.370	15.2	120.7	4.9	4.2		
			Итого		B	141	12.6	1780					216		80		26.0	22.0	
	нерусловые		ГНЗ	В	37	2.0	74	0.24	0.51	0.745	0.822	6	0.188	1	120.7	0.7	0.3		
			ЧНЗ		316	3.5	1116	0.24	0.51	0.745	0.822	84	0.188	16	120.7	10.1	4.4		
			ВНЗ		108	2.8	303	0.24	0.51	0.745	0.822	23	0.188	4	120.7	2.8	1.1		
			Итого	B	461	3.2	1493					113		21		13.6	5.8		
			ГНЗ	C ₁	75	6.0	450	0.24	0.51	0.745	0.822	34	0.188	6	120.7	4.1	1.6		
			ЧНЗ		671	4.2	2834	0.24	0.51	0.745	0.822	212	0.188	40	120.7	25.6	11.0		
			ВНЗ		391	2.6	1031	0.24	0.51	0.745	0.822	77	0.188	14	120.7	9.3	3.8		
			Итого	C ₁	1137	3.8	4315					323		60		39.0	16.4		
	Итого по II' блоку				B	602	5.4	3273				329		101		39.6	27.8		
					C ₁	1137	3.8	4315					323		60		39.0	16.4	
					B+C ₁	1739	4.4	7588					652		161		78.6	44.2	
	русловые	III	ВНЗ	C ₁	47	1.9	89	0.32	0.62	0.745	0.822	11	0.370	4	120.7	1.3	1.1		
			Итого		47	1.9	89					11		4		1.3	1.1		
	нерусловые		ГНЗ		42	3.9	164	0.27	0.54	0.745	0.822	15	0.188	3	120.7	1.8	0.8		
			ВНЗ		58	2.0	116	0.27	0.54	0.745	0.822	10	0.188	2	120.7	1.2	0.5		
			Итого		100	2.8	280					25		5		3.0	1.3		
	Итого по III блоку				147	2.5	369					36		9		4.3	2.4		
	нерусловые	III'	ВНЗ	В	28	1.3	36	0.23	0.47	0.745	0.822	2	0.188	0.4	120.7	0.2	0.1		
	Итого по III' блоку				B	28	1.3	36				2		0.4		0.2	0.10		
	русловые	III-1	ВНЗ	C ₁	75	3.2	241	0.29	0.49	0.745	0.822	21	0.370	8	120.7	2.5	2.2		
			Итого		75	3.2	241					21		8		2.5	2.2		
	нерусловые		ВНЗ		19	2.0	38	0.29	0.49	0.745	0.822	3	0.188	1	120.7	0.4	0.3		
			Итого		19	2.0	38					3.0		1.0		0.4	0.3		
	Итого по III-1 блоку				94	3.0	279					24		9		2.9	2.5		
	Итого по русловым				B+C ₁	769	10.9	8381					909		337		109.6	92.4	
	Итого по нерусловым				B+C ₁	6734	3.5	23251					1690		317		204.0	86.8	
Итого по горизонту Ю-0-2б				B	2384	6.3	14927					1375		420		165.8	114.9		
				C ₁	5119	3.3	16705					1224		235		147.8	64.3		
				B+C ₁	7503	4.2	31632					2599		654.6		313.6	179.2		

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ю-I	русловые	I блок	ВНЗ	C ₁	696	3.1	2168	0.23	0.45	0.745	0.822	137	0.188	26	120.7	16.5	7.1
	нерусловые	I блок	ВНЗ	C ₁	246	2.4	582	0.23	0.47	0.745	0.822	39	0.188	7	120.7	4.7	1.9
	нерусловые	II блок	ВНЗ	B	118	4.6	540	0.27	0.52	0.745	0.822	46	0.188	9	120.7	5.6	2.5
				C ₁	184	2.0	360	0.27	0.52	0.745	0.822	31	0.188	6	120.7	3.7	1.6
				C ₁	85	1.1	97	0.27	0.52	0.745	0.822	8	0.188	2	120.7	1.0	0.5
	нерусловые	II' блок	ВНЗ	C ₁	306	2.9	875	0.26	0.54	0.745	0.822	75	0.188	14	120.7	9	3.8
	нерусловые	V блок	ВНЗ	C ₁	199	2.1	411	0.24	0.48	0.745	0.822	29	0.188	5.5	120.7	3.5	1.5
	Итого по русловым			C ₁	696	3.1	2168					137		26		17	7
Итого по нерусловым			B+C ₁	1138	2.5	2865					228		44		27.5	11.8	
Итого по горизонту Ю-I				B	118	4.6	540					46		9.0		5.6	2.5
				C ₁	1716	2.6	4493					319		60.5		38.4	16.4
				B+C ₁	1834	2.7	5033					365		69.5		44.0	18.9
Ю-II	нерусловые	I(скв.57)	ВНЗ	C ₂	131	3.3	432	0.23	0.48	0.655	0.797	25	0.184	5	209.8	5.2	1.0
		I(скв.62)		C ₂	499	4.8	2378	0.23	0.48	0.655	0.797	137	0.184	25	209.8	28.7	5.2
		II блок	ВНЗ	C ₁	286	2.2	634	0.27	0.51	0.655	0.797	46	0.240	11	209.8	9.7	2.3
		II-1 блок	ВНЗ	C ₂	135	1.9	255	0.25	0.51	0.655	0.797	17	0.184	3	209.8	3.6	0.6
		II' блок	ВНЗ	C ₂	84	2.6	216	0.23	0.40	0.655	0.797	10	0.184	2	209.8	2.1	0.4
		III(скв.16)	ВНЗ	C ₂	34	0.6	20	0.27	0.45	0.655	0.797	1	0.184	0.2	209.8	0.2	0.04
		III(скв.81)	ВНЗ	C ₂	157	1.2	196	0.27	0.45	0.655	0.797	12	0.184	2.2	209.8	2.5	0.5
		III' блок	ВНЗ	C ₂	16	2.0	32	0.27	0.50	0.655	0.797	2	0.184	0.4	209.8	0.4	0.1
Итого по горизонту Ю-II				C ₁	286	2.2	634					46		11.0		9.7	2.3
				C ₂	1056	3.3	3529					204		37.8		42.7	7.8
Ю-III	нерусловые	I (р-н скв.50)	ЧНЗ	B	813	5.0	4104	0.21	0.78	0.707	0.816	388	0.569	221	166.5	64.6	36.8
			ВНЗ	C ₁	344	2.1	728	0.21	0.78	0.707	0.816	69	0.569	39	166.5	11.5	6.5
		I (р-н скв.61)	ГНЗ	C ₁	296	0.5	148	0.21	0.78	0.707	0.816	14	0.569	8	166.5	2.3	1.3
			ВНЗ		165	0.2	33	0.21	0.78	0.707	0.816	3	0.569	2	166.5	0.5	0.3
	итого по I блоку			B	813	5.0	4104					388		221		64.6	36.8
				C ₁	805	1.1	909					86		49		14.3	8.1
				B+C ₁	1618	3.1	5013					474		270		78.9	44.9
		нерусловые	I	ВНЗ	C ₂	174	3.3	572	0.21	0.61	0.707	0.816	42	0.427	18	166.5	7.0
итого по I блоку			C ₂	174	3.3	572					42		18		7.0	3.0	
нерусловые		II	ГНЗ	B	356	13.9	4935	0.25	0.77	0.707	0.816	548	0.569	312	166.5	91.2	51.9
			ВНЗ	B	78	15.5	1208	0.25	0.77	0.707	0.816	134	0.569	76	166.5	22.3	12.7
итого по II блоку			B	434	14.2	6143					682		388		113.5	64.6	
нерусловые		II-1			634	18.1	11465	0.25	0.77	0.707	0.816	1273	0.569	724	166.5	212.0	120.5
итого по II блоку			B	634	18.1	11465					1273		724		212.0	120.5	
нерусловые		II'	ГНЗ	B	572	14.7	8425	0.28	0.72	0.707	0.816	980	0.569	558	166.5	163.2	92.9
			ВНЗ	B	304	7.1	2148	0.28	0.72	0.707	0.816	250	0.569	142	166.5	41.6	23.6
итого по II' блоку			B	876	12.1	10573					1230		700		204.8	116.5	
нерусловые		III	ВНЗ	C ₂	387	8.0	3092	0.27	0.84	0.707	0.816	405	0.427	173	166.5	67.4	28.8
итого по III блоку			C ₂	387	8.0	3092					405		173		67.4	28.8	
Итого по гор-ту Ю-III				B	2757	11.7	32285					3573		2033		594.9	338.4
				C ₁	805	1.1	909					86		49		14.3	8.1
				B+C ₁	3562	9.3	33194					3659		2082.0		609.2	346.5
				C ₂	561	6.5	3664					447		191		74.4	31.8
Итого в пределах горного отвода				B	6030	8.5	51382					5368.0		2519.0		783.3	460.7
				C ₁	13109	2.4	31397					2315.0		476.9		282.2	121.8
				B+C ₁	19139	4.3	82779					7683		2996		1065.5	582.5
				C ₂	2085	3.8	7976					694.0		235.2		122.0	41.3
Итого за пределами горного отвода				B	165	4.4	723					83.0		12.0		2.4	0.3
				C ₂	191	2.4	452					24.0		3.0		2.9	0.8
Итого по месторождению				B	6195	8.4	52105					5451.0		2531.0		785.7	461.0
				C ₁	13109	2.4	31397					2315.0		477		282.2	121.8
				B+C ₁	19304	4.3	83502					7766.0		3008		1067.9	582.8
				C ₂	2276	3.7	8428					718.0		238.2		124.9	42.1
				B+C ₁ +C ₂	21580	4.3	91930					8484.0		3246.0		1192.8	624.8

Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов свободного газа и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г

Горизонт	Тип отложений	Блок	Тип залежи	Зона	Категория запасов	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²	Средневзвешен. эфф. газонасыщ. доли.м	Объем газосыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, дел.	Коэффициент газонасыщенности, дел.	Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических атм в	Нач. гео. запасы газа, млн.м ³	КИГ	Нач. изв. запасы газа, млн.м ³	Мольная доля сухого газа	Начальные запасы сухого газа, млн.м ³		Потенц.содержан. стабильного конденсата, г/м ³	Начальн.баланс.запасы конденсата, тыс.т	КИК	Начальн.извлеч.запасы конденсата, тыс.т	
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	27	
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																											
М-I	не русловые	I (скв.36Д)	СГ	ГВЗ	C ₁	1501	0.6	884	0.18	0.53	15.57	0.113	1.250	1	0.852	9.87	13.7	0.900	12.3	0.962	13.2	11.9	156	2.1	0.75	1.6	
		I (скв.280)			C ₂	1801	1.3	2414	0.18	0.53	15.57	0.113	1.250	1	0.852	9.87	37.5	0.900	33.8	0.962	36.1	32.5	156	5.9	0.75	4.4	
		I (скв.61)			C ₂	145	0.5	73	0.18	0.53	15.57	0.113	1.250	1	0.852	9.87	1.1	0.900	1.0	0.962	1.1	1.0	156	0.2	0.75	0.2	
		I (скв.68)			C ₂	145	0.4	58	0.18	0.53	15.57	0.113	1.250	1	0.852	9.87	0.9	0.900	0.8	0.962	0.9	0.8	156	0.1	0.75	0.1	
		II	ЧГЗ	C ₁	442	0.8	369	0.17	0.50	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	5.1	0.900	4.6	0.962	4.9	4.4	156	0.8	0.75	0.6		
				C ₂	2511	1.0	2610	0.17	0.50	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	36.1	0.900	32.5	0.962	34.7	31.2	156	5.6	0.75	4.2		
			ГВЗ	C ₂	146	0.5	73	0.17	0.50	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	1.0	0.900	0.9	0.962	1.0	0.9	156	0.2	0.75	0.2		
		всего				C ₁	1943.0	0.6	1253.0									18.8		16.9		18.1	16.3		2.9		2.2
						C ₂	4748.0	1.1	5228.0									76.6		69.0		73.8	66.4		12.0		9.0
за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																											
М-I	нерусловые	II	СГ	ЧГЗ	C ₁	659	0.7	491	0.17	0.50	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	6.8	0.900	6.1	0.962	6.5	5.9	156	1.1	0.75	0.8	
				ГВЗ		159	0.8	125	0.17	0.50	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	1.7	0.900	1.5	0.962	1.6	1.4	156	0.3	0.75	0.2	
				ЧГЗ	C ₂	1538	0.5	769	0.17	0.50	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	10.6	0.900	9.5	0.962	10.2	9.2	156	1.7	0.75	1.3	
				ГВЗ		244	0.5	122	0.17	0.50	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	1.7	0.900	1.5	0.962	1.6	1.4	156	0.3	0.75	0.2	
		всего				C ₁	818	0.8	616								8.5		7.6		8.1	7.3		1.4		1.1	
						C ₂	1782	0.5	891									12.3		11.0		11.8	10.6		2.0		1.5
		Итого по горизонту М-I					C ₁	1943	0.6	1253								18.8		16.9		18.1	16.3		2.9		2.2
					C ₂	6530	0.9	6119								88.9		80.0		85.6	77.0		14.0		10.5		
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																											
М-II-1a	нерусловые	I(скв.77)	СГ	ГВЗ	C ₂	52	1.4	74	0.19	0.50	15.86	0.113	1.250	1	0.848	9.87	1.2	0.900	1.1	0.962	1.2	1.1	156	0.2	0.75	0.2	
		I(скв.50)			C ₂	969	2.1	2012	0.19	0.50	15.86	0.113	1.250	1	0.848	9.87	31.5	0.900	28.4	0.962	30.3	27.3	156	4.9	0.75	3.7	
		I(скв.3, 52)			C ₂	1624	2.1	3445	0.19	0.50	15.86	0.113	1.250	1	0.848	9.87	54.0	0.900	48.6	0.962	51.9	46.7	156	8.4	0.75	6.3	
		I(скв.62)			C ₂	280	1.7	476	0.19	0.50	15.86	0.113	1.250	1	0.848	9.87	7.5	0.900	6.8	0.962	7.2	6.5	156	1.2	0.75	0.9	
		II	ЧГЗ	C ₁	830	3.9	3206	0.19	0.51	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	51.4	0.900	46.3	0.962	49.4	44.5	156	8.0	0.75	6.0		
				C ₂	535	3.4	1805	0.19	0.51	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	28.9	0.900	26.0	0.962	27.8	25.0	156	4.5	0.75	3.4		
			ГВЗ	C ₂	1170	2.2	2600	0.19	0.51	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	41.7	0.900	37.5	0.962	40.1	36.1	156	6.5	0.75	4.9		
		всего				C ₁	830	3.9	3206								51.4		46.3		49.4	44.5		8.0		6.0	
						C ₂	4630	2.2	10412									164.8		148.4		158.5	142.7		25.7		19.3
за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																											
М-II-1a	нерусловые	II	СГ	ЧГЗ	C ₁	132	4.4	581	0.19	0.51	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	9.3	0.900	8.4	0.962	8.9	8.0	156	1.5	0.75	1.1	
				ГВЗ	C ₂	1044	4.4	4594	0.19	0.51	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	73.6	0.900	66.2	0.962	70.8	63.7	156	11.5	0.75	8.6	
				C ₂	2226	2.3	5070	0.19	0.51	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	81.3	0.900	73.2	0.962	78.2	70.4	156	12.7	0.75	9.5		
		всего				C ₁	132	4.4	581								9.3		8.4		8.9	8.0		1.5		1.1	
						C ₂	3270	3.0	9664									154.9		139.4		149.0	134.1		24.2		18.2
Итого по горизонту М-II-1a					C ₁	962	3.9	3787								60.7		54.7		58.3	52.5		9.5		7.1		
					C ₂	7900	2.5	20076								319.7		287.8		307.5	276.8		49.9		37.4		
М	Итого в пределах горного отвода				C ₁	2773	1.6	4459									70.2		63.2		67.5	60.8		10.9		8.2	
					C ₂	9378	1.7	15640									241.4		217.4		232.3	209.1		37.7		28.3	
	Итого за пределами горного отвода				C ₁	132	4.4	581								9.3		8.4		8.9	8.0		1.5		1.1		
					C ₂	5052	2.1	10555									167.2		150.4		160.8	144.7		26.2		19.7	
	всего				C ₁	2905	1.7	5040								79.5		71.6		76.4	68.8		12.4		9.3		
					C ₂	14430	1.8	26195									408.6		367.8		393.1	353.8		63.9		47.9	
Ю-0-2a	нерусло вые	III	СГ	ГНЗ	C ₁	155	3.2	502	0.24	0.45	16.68	0.113	1.176	1	0.837	9.87	8.7	0.900	7.8	0.962	8.4	7.6	156	1.4	0.75	1.1	
					Итого по горизонту					C ₁	155	3.2	502						8.7		7.8		8.4	7.6		1.4	
Всего по месторождени ю	в пределах горного отвода СГ				C ₁	2928	1.7	4961									78.9		71.0		75.9	68.4		12.3		9.3	
					C ₂	9378	1.7	15640									241.4		217.4		232.3	209.1		37.7		28.3	
	за пределами горного отвода СГ				C ₁	132	4.4	581								9.3		8.4		8.9	8.0		1.5		1.1		
					C ₂	5052	2.1	10555									167.2		150.4		160.8	144.7		26.2		19.7	
	итого по СГ				C ₁	3060	1.8	5542								88.2		79.4		84.8	76.4		13.8		10.4		
					C ₂	14430	1.8	26195									408.6		367.8		393.1	353.8		63.9		47.9	

Таблица 2.5.3 – Подсчет запасов газа газовой шапки и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г.

Горизонт	Тип отложений	Блок	Тип залежи	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. м ²	Средневзвешен. эфф. газонасыщ. толщ, м	Объем газосыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических атм в физические	Нач. гео. запасы газа, млн.м ³	КИГ	Нач. изв. запасы газа, млн.м ³	Мольная доля сухого газа	Начальные запасы сухого газа, млн.м ³		Потенц.содержан. стабильного конденсата, г/м ³	Начальн.баланс.запасы конденсата, тыс.т	КИГ	Начальн.извлеч.запасы конденсата, тыс.т
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	27
Ю-0-1	нерусловые	II	ГШ	ЧГЗ	C ₁	120	1.6	188	0.26	0.56	16.49	0.113	1.176	1	0.840	9.87	4.4	0.900	4.0	0.962	4.2	3.8	156	0.7	0.75	0.5
				ГНЗ	C ₁	70	2.0	140	0.26	0.56	16.49	0.113	1.176	1	0.840	9.87	3.3	0.900	3.0	0.962	3.2	2.9	157	0.5	0.75	0.4
				ГНЗ	C ₂	14	2.0	28	0.26	0.56	16.49	0.113	1.176	1	0.840	9.87	0.7	0.900	0.6	0.962	0.7	0.6	156	0.1	0.75	0.1
				Итого по горизонту				C ₁	190	1.7	328							7.7		7.0		7.4	6.7		1.2	
					C ₂	14	2.0	28								0.7		0.6		0.7	0.6		0.1		0.1	
	Ю-0-2б	русовые	II	ГШ	ГНЗ	C ₁	160	3.2	506	0.26	0.52	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	11.0	0.900	9.9	0.962	10.6	9.5	156	1.7	0.75
II'			127				3.2	403	0.29	0.60	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	11.3	0.900	10.2	0.962	10.9	9.8	156	1.8	0.75	1.4
III-1			34				3.4	115	0.30	0.55	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	3.0	0.900	2.7	0.962	2.9	2.6	156	0.5	0.75	0.4
Всего			321				3.2	1024									25.3		22.8		24.4	21.9		4.0		3.1
нерусловые		I	ГШ	ГНЗ	C ₁	208	0.6	135	0.23	0.46	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	2.3	0.900	2.1	0.962	2.2	2.0	156	0.4	0.75	0.3
		II				528	1.3	660	0.26	0.52	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	14.3	0.900	12.9	0.962	13.8	12.4	156	2.2	0.75	1.7
		II'				134	1.6	208	0.29	0.60	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	5.8	0.900	5.2	0.962	5.6	5.0	156	0.9	0.75	0.7
		III				46	1.4	64	0.27	0.61	16.68	0.113	1.176	1	0.837	9.87	1.7	0.900	1.5	0.962	1.6	1.4	156	0.27	0.75	0.2
		Всего				916.0	1.2	1067.0										24.1		21.7		23.2	20.8		3.8	
Итого по горизонту				C ₁	1237.0	1.7	2091.0									49.4		44.5		47.6	42.7		7.8		6.0	
Ю-1 Ю-1	нерусловые	II	ГШ	ГНЗ	C ₁	206	1.5	310	0.29	0.60	16.88	0.113	1.137	1	0.835	9.87	8.5	0.900	7.7	0.962	8.2	7.4	156	1.3	0.75	1.0
		Итого по горизонту			C ₁	206	1.5	310								8.5		7.7		8.2	7.4		1.3		1.0	
Ю-2 Ю-2	нерусловые	II	ГШ	ГНЗ	C ₁	254	6.1	1557	0.26	0.48	17.44	0.113	1.200	1	0.828	9.87	33.1	0.900	29.8	0.962	31.8	28.6	156	5.2	0.75	3.9
		Итого по горизонту			C ₁	254	6.1	1557								33.1		29.8		31.8	28.6		5.2		3.9	
Ю-3 Ю-3	нерусловые	I	ГШ	ЧГЗ	C ₁	36	0.9	31	0.24	0.77	17.45	0.113	1.200	1	0.828	9.87	1.0	0.900	0.9	0.962	1.0	0.9	156	0.2	0.75	0.2
			ГШ	ГНЗ		86	0.8	73	0.24	0.77	17.45	0.113	1.200	1	0.828	9.87	2.3	0.900	2.1	0.962	2.2	2.0	156	0.4	0.75	0.3
		II	ГШ	ГНЗ		391	1.9	762	0.25	0.85	17.44	0.113	1.200	1	0.828	9.87	27.5	0.900	24.8	0.962	26.5	23.9	156	4.3	0.75	3.2
		II-1	ГШ	ГНЗ		733	9.3	6825	0.25	0.85	17.44	0.113	1.200	1	0.828	9.87	246.7	0.900	222.0	0.962	237.3	213.6	156	38.5	0.75	28.9
		II'	ГШ	ГНЗ		691	6.0	4147	0.27	0.86	17.44	0.113	1.200	1	0.828	9.87	163.8	0.900	147.4	0.962	157.6	141.8	156	25.6	0.75	19.2
		Итого по горизонту				1937	6.1	11838										441.3		397.2		424.6	382.2		69.0	
Итого					C ₁	3648	4.3	15824								540		486.2		519.6	467.6		84.5		63.6	
					C ₂	14	2.0	28								0.7		0.6		0.7	0.6		0.1		0.1	

Таблица 2.5.4 – Подсчет запасов этана, пропана, бутана в растворенном в нефти газе месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г

Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2023г									
Горизонт	Категория	Запасы растворенного в нефти газа, млн. м ³		Потенциальное содержание компонентов в растворенном в нефти газе, г/м ³			Геологические запасы, тыс. т Извлекаемые запасы, тыс. т		
		Геол.-е.	Извл.-е.	Этана	Пропана	Бутана	Этана	Пропана	Бутана
Ю-0-1	B	11.1	1.6	144.6	288.3	327.6	<u>1.6</u>	<u>3.2</u>	<u>3.6</u>
							0.2	0.5	0.5
	C ₁	1.5	0.3	144.6	288.3	327.6	<u>0.2</u>	<u>0.4</u>	<u>0.5</u>
							0.04	0.1	0.1
Ю-0-2а	B	8.3	3.6	173.2	238.8	168.2	<u>1.4</u>	<u>2.0</u>	<u>1.4</u>
							0.6	0.9	0.6
	C ₁	70.5	30.4	173.2	238.8	168.2	<u>12.2</u>	<u>16.8</u>	<u>11.9</u>
							5.3	7.3	5.1
Ю-0-2б	B	165.8	114.9	173.2	238.8	168.2	<u>28.7</u>	<u>39.6</u>	<u>27.9</u>
							19.9	27.4	19.3
	C ₁	147.8	64.3	173.2	238.8	168.2	<u>25.6</u>	<u>35.3</u>	<u>24.9</u>
							11.1	15.4	10.8
Ю-1	B	5.6	2.5	173.2	238.8	168.2	<u>1.0</u>	<u>1.3</u>	<u>0.9</u>
							0.4	0.6	0.4
	C ₁	38.4	16.4	173.2	238.8	168.2	<u>6.7</u>	<u>9.2</u>	<u>6.5</u>
							2.8	3.9	2.8
Ю-11	C ₁	9.7	2.3	141.3	164.4	143.2	<u>1.4</u>	<u>1.6</u>	<u>1.4</u>
							0.3	0.4	0.3
	C ₂	42.7	7.8	141.3	164.4	143.2	<u>6.0</u>	<u>7.0</u>	<u>6.1</u>
							1.1	1.3	1.1
Ю-111	B	594.9	338.4	157.7	194.2	156.0	<u>93.8</u>	<u>115.5</u>	<u>92.8</u>
							53.4	65.7	52.8
	C ₁	14.3	8.1	157.7	194.2	156.0	<u>2.3</u>	<u>2.8</u>	<u>2.2</u>
							1.3	1.6	1.3
	C ₂	74.4	31.8	157.7	194.2	156.0	<u>11.7</u>	<u>14.4</u>	<u>11.6</u>
							5.0	6.2	5.0
Итого по месторождению						B	<u>126.5</u>	<u>161.6</u>	<u>126.7</u>
							74.6	95.1	73.7
						C ₁	<u>48.3</u>	<u>66.1</u>	<u>47.3</u>
							20.9	28.6	20.4
						C ₂	<u>17.8</u>	<u>21.5</u>	<u>17.7</u>
							6.1	7.5	6.1

Таблица 2.5.5 – Подсчет запасов серы в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г

Горизонт	Категория	Запасы нефти, тыс.т.		Содержание серы в нефти, %	Геологические запасы, тыс. т Извлекаемые запасы, тыс. т
		Геологические	Извлекаемые		
Ю-0-1	B+C ₁	444	66	1.1	<u>4.9</u> 0.7
Ю-0-2а	B+C ₁	653	124	0.1	<u>0.8</u> 0.2
Ю-0-2б (русловые)	B+C ₁	909	337	0.1	<u>0.7</u> 0.3
Ю-0-2б (не русловые)	B+C ₁	1690	317	0.1	<u>2.2</u> 0.4
Ю-I	B+C ₁	365	70	0.1	<u>0.5</u> 0.09
Ю-II	C ₁	46	11	0.03	<u>0.01</u> 0.003
	C ₂	204	38	0.03	<u>0.06</u> 0.01
Ю-III	B+C ₁	3659	2082	0.1	<u>2.9</u> 1.7
	C ₂	447	191	0.1	<u>0.4</u> 0.2
<i>Итого по месторождению</i>				B+C ₁	<u>12.1</u> 3.3
				C ₂	<u>0.4</u> 0.2

Таблица 2.5.6 – Подсчет запасов парафина в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2025г

Горизонт	Категория	Запасы нефти, тыс.т.		Содержание парафина в нефти, %	Геологические запасы, тыс. т Извлекаемые запасы, тыс. т
		Геологические	Извлекаемые		
Ю-0-1	B+C ₁	444	66	2.6	<u>11.5</u> 1.7
Ю-0-2а	B+C ₁	653	124	8.6	<u>55.8</u> 10.6
Ю-0-2б (русловые)	B+C ₁	909	337	8.6	<u>77.7</u> 28.8
Ю-0-2б (не русловые)	B+C ₁	1690	317	8.6	<u>144.5</u> 27.1
Ю-I	B+C ₁	365	70	3.3	<u>12.0</u> 2.3
Ю-II	C ₁	46	11	2.4	<u>1.1</u> 0.3
	C ₂	204	38	2.4	<u>4.9</u> 0.9
Ю-III	B+C ₁	3659	2082	4.2	<u>153.7</u> 87.4
	C ₂	447	191	4.2	<u>18.8</u> 8.0
<i>Итого по месторождению</i>				B+C ₁	<u>456.4</u> 158.3
				C ₂	<u>23.7</u> 8.9

Таблица 2.5.7 – Подсчет запасов этана, пропана, бутана в газе газовой шапки месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2025г.

Горизонт	Категория	Запасы газа, млн.м ³		Потенциальное содержание компонентов в газе газовой шапки , г/м ³			Геологические запасы, тыс. т Извлекаемые запасы, тыс. т		
		Геологи-ческие	Извлекае-мые	Этана	Пропа на	Бутана	Этана	Пропа на	Бутана
Ю-0-1	C ₁	7.7	7.0	144	288.3	327.6	<u>1.1</u>	<u>2.2</u>	<u>2.5</u>
							1.0	2.0	2.3
	C ₂	0.7	0.6	144	288.3	327.6	<u>0.1</u>	<u>0.2</u>	<u>0.2</u>
							0.1	0.2	0.2
Ю-0-26	C ₁	49.4	44.5	173.2	238.8	168.2	<u>8.6</u>	<u>11.8</u>	<u>8.3</u>
							7.7	10.6	7.5
Ю-I	C ₁	8.5	7.7	173.2	238.8	168.2	<u>1.5</u>	<u>2.0</u>	<u>1.4</u>
							1.3	1.8	1.3
Ю-II	C ₁	33.1	29.8	141.3	164.4	143.2	<u>4.7</u>	<u>5.4</u>	<u>4.7</u>
							4.2	4.9	4.3
Ю-III	C ₁	441.3	397.2	158.20	195.52	156.94	<u>69.8</u>	<u>86.3</u>	<u>69.3</u>
							62.8	77.7	62.3
Итого по месторождению						C ₁	<u>85.6</u>	<u>107.8</u>	<u>86.3</u>
							77.1	97.0	77.7
						C ₂	<u>0.1</u>	<u>0.2</u>	<u>0.2</u>
							0.1	0.2	0.2

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

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

3.1.1 Анализ результатов гидродинамических исследований

С целью уточнения данных о гидродинамических свойствах и энергетическом состоянии разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования, недропользователем проводится комплекс как сложных ГДИС (КВУ, КВД, КПД, МУО), так и простых (прямых замеров давлений манометром), а также замеры статического, динамического уровней с пересчетом их на пластовые и забойные давления. Также по скважинам недропользователя имеются стационарные системы РДТК, с помощью которых в режиме «online» можно определить фильтрационные характеристики пласта, оценить состояния призабойной зоны скважины, определить температуры и давления скважин.

С учетом полученных данных по результатам проведенных исследований на 01.01.2026г были определены средние значения гидродинамических параметров по объектам, результаты исследований за период 2024-2025гг, а также сравнение с ранее принятыми значениями действующего проекта – «АР-2024г» представлено в таблицах 3.1.2, 3.1.7. Динамика пластового и забойного давлений с начала разработки рассчитаны по результатам проведенных сложных и простых ГДИС, замеров пластового и забойного давлений, а также замеров уровней жидкости или манометром с приведением их значений на одну глубину ВНК. В графическом приложении №21 приведены карты изобар объектов, где отражены текущие пластовые давления скважин, охваченных исследованиями. При расчете текущего пластового давления объектов учитывались данные исследований сложных ГДИС, а при их отсутствии – данные прямых замеров и замеров уровней жидкости, проведенные в период 2024-2025гг.

Всего за весь период разработки на месторождении проведено 197 исследований ГДИС, в том числе в качестве сложных ГДИС проведено 73 исследования КВД, 72 исследования КВУ, 30 исследований КПД, 22 исследования МУО, а также 2 исследования по гидропрослушиванию (таблица 3.1.1). Из них за анализируемый период 2024-2025гг проведено 1 КВД, 1 КВУ, 5 КПД, 2 гидропрослушивания (таблица 3.1.2).

За анализируемый период выполнены ГДИС методом КВД, КПД, КВУ, а также замер пластового давления. В дальнейшем рекомендуется проведение МУО, выполнение замеров пластового давления согласно установленным в ЕПРКИН нормам, в частности

проведение МУО в новых скважинах, с соблюдением не менее 3 режимов ниже давления насыщения и не менее 3 режимов выше давления насыщения, увеличение количества замеров пластового давления.

Таблица 3.1.1 - Количество проведенных ГДИС с начала разработки на 01.01.2026

Объект	Всего	Вид исследования				
		КВД	КВУ	КПД	МУО	Гидропрослушивание
I объект	8	2	5	-	1	-
II объект русло	61	14	14	25	8	-
II объект нерусло	47	6	38	1	-	2
III объект	108	20	52	26	8	2
III объект	81	50	15	4	12	-
Горизонт Ю-II	2	1	-	-	1	-
По месторождению в целом	199	73	72	30	22	2

**Совместное проведение исследований снятие индикаторной кривой и регистрация КВД*

Таблица 3.1.2 – Количество проведенных ГДИС за анализируемый период 2024-2025гг

Объект	Всего	Вид исследования				
		КВД	КВУ	КПД	МУО	Гидропрослушивание
I объект	0	-	-	-	-	-
II объект русло	4	-	-	4	-	-
II объект нерусло	5	1	1	1	-	2
III объект	9	1	1	5	-	2
III объект	0	-	-	-	-	-
Горизонт Ю-II	0	0	-	-	-	-
По месторождению в целом	9	1	1	5	0	2

I объект

На дату составления проекта по I объекту фонд действующих добывающих скважин составляет – 1 ед. (№37). В январе 2024 в скважине №37 проведено исследование КВД. С учетом отбраковки недостоверных данных были определены средние гидродинамические параметры пласта.

Всего с начала разработки в период с 2005-01.01.2026гг проведено 8 ГДИС, по данным которых были определены средние значения проницаемости составляющей $24,53 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициента продуктивности – 7,1 м³/(сут*МПа). Согласно КВУ в скважине №37, проведенного 21-24.04.2023г призабойная зона скважины загрязнена, о чем свидетельствует положительное значение скин-фактора – +7.

Для оценки энергетического состояния залежи были приняты в расчет данные за последние 3 года. Динамика пластового и забойного давлений объекта, полученной по исследованиям ГДИС и замеров давлений, отражена на рисунке 3.1.1. Уровень пластового давления, приведенного на ВНК, составляет 12,2 МПа согласно исследованию КВУ, проведенному в 2023г. Забойное давление на СИП составляет 2,9 МПа, что выше давления насыщения, принятого по объекту на уровне 2,3 МПа.

Таким образом изменений в пластовом давлении и параметрах залежи по объекту не наблюдается. Начальное пластовое давление по объекту принято на отметке 15,1 МПа

при давлении насыщения 2,3 МПа. В сравнении с начальным давлением, текущее пластовое давление снизилось на 19%. Объект разрабатывался на естественном режиме падения пластового давления.

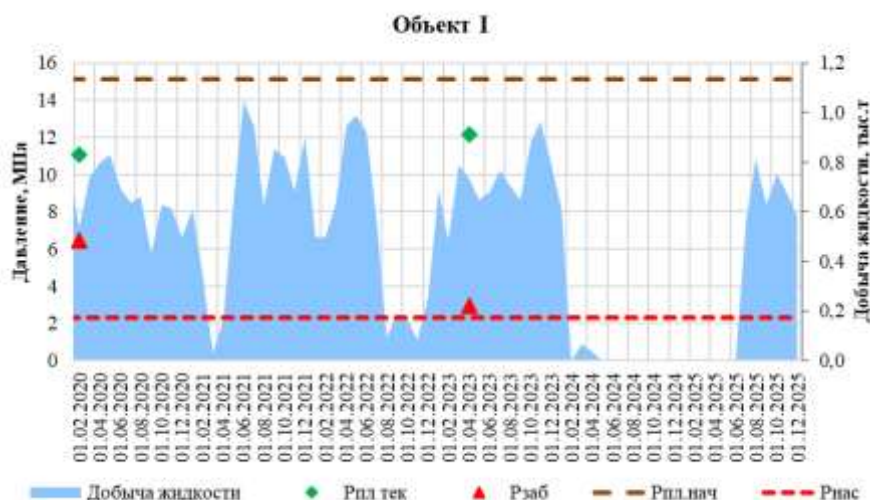


Рисунок 3.1.1 – Динамика пластового давления по I объекту

II объект, (русловые отложения).

С начала разработки фильтрационные параметры русловых отложений определены по 91 исследованию, проведенному в 4 скважинах №№36, 272, 273, 36Д. Залежи русловой зоны отличаются более улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами относительно нерусловой зоны. Скважины характеризуются средним коэффициентом продуктивности в $69,5 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Значения проницаемости по зоне варьируют от 13,19 до $1180 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, с учетом результатов новых исследований, средняя проницаемость по зоне составила $229,31 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Пласты русловой зоны характеризуются незначительной неоднородностью.

Текущее пластовое давление по русловой зоне определено по 4 гидродинамическим исследованиям, включающим: 4 исследований КПД по скважине №272 от 18.07-27.07.2024г (15,4 МПа), 05.10-15.10.2024г (15,2 МПа). 07-15.04.2025г (14,5 МПа). 05-14.07.2025г (14,2 МПа). Данные по давлению приведены на уровень ВНК, по осредненному значению которых определено текущее пластовое давление, составляющее 14,9 МПа. По сравнению с результатами расчета текущего пластового давления на дату АР-2024г» (15,3 МПа) показало незначительное снижение на 0,4 МПа, что связано с эксплуатацией с поддержанием пластового давления. На дату отчета закачка ведется через нагнетательную скважину №272.

В 2025г проведено исследование по гидропрослушиванию в скважинах №№73, 69, 38, 273 с целью определения проводимости разломов F_8 и F_{10} .

Значения глубин колеблются в пределах от -1600 м до -1900 м. Наблюдается серия тектонических нарушений преимущественно субширотного простирания в центральной части и субмеридионального – в южной. Общее количество разломов, которые прослеживаются в пределах данного комплекса пород, составляет больше тридцати. Среди них выделяются два наиболее крупных разлома субширотного простирания в центральной части рассматриваемого участка работ, к которым приурочены крупные локальные поднятия.

Структура осложнена малоамплитудными разломами субмеридионального простирания делящий участок на многочисленные блоки (I, I/, II, II/, II-1)

Блок I ограничен разломами с запада F_3 , с востока F_8 и с севера F_{12} . Блок II ограничен разломом F_8 и F_{10} . Блок II' ограничен разломами F_{10} и F_{13} .

В конце октября 2024 года был осуществлён сбор исходных данных для подготовки к проведению исследования, включая выгрузку показаний ТМС по скважинам Акш 73, Акш 69, Акш 38 и Акш 273.

С апреля 2025 года был возобновлен сбор данных ТМС по скважинам Акш 69, 73, 38 и 273. После предварительной проверки выгруженных данных, 21 апреля было начато исследование гидропрослушивания, остановив скважину Акш 73.

В течение 250 часов после остановки Акш 73, скважина вышла на радиальный режим, при этом радиус исследования составил около 255м. Расстояние до разлома F_8 между скважинами Акш 73 и Акш 69 составляет около 100м. Согласно результатам интерпретации данный разлом не наблюдается, что можно сделать вывод о его проницаемом характере.

Дополнительно, проницаемость разлома подтверждается динамикой давления по данным ТМС скважины Акш 69: после остановки скважины Акш 73, на скважине Акш 69 зафиксирован незначительный рост давления с 40 до 43 атм.

Скважина была остановлена для проведения исследования на протяжении 1142,67 часов (48 дней). Радиус исследования составил более 500м. По результатам интерпретации данных были сделаны следующие выводы:

- Разлом F_8 между скважинами Акш 69 и Акш 73, характеризуется как проницаемый;
- Разлом F_{10} между скважинами Акш 38 и Акш 73, характеризуется как непроницаемый.

За период 2024-2025гг забойное давление замерялось только в нагнетательной скважине, что не может быть использовано в расчетах Рзаб, в связи с чем забойное давление для русловых отложений II объекта определено по последним исследованиям

скважине №273. Результаты исследований были пересчитаны на средний интервал перфораций скважин. Забойное давление принято на уровне 9,0 МПа. На рисунке 3.1.2 приведена динамика пластовых и забойных давлений по скважинам русловой зоны, из которой видно незначительное снижение пластового давления в связи с реализацией системы ППД, в сравнении с начальным, текущее пластовое давление снизилось на 17%.

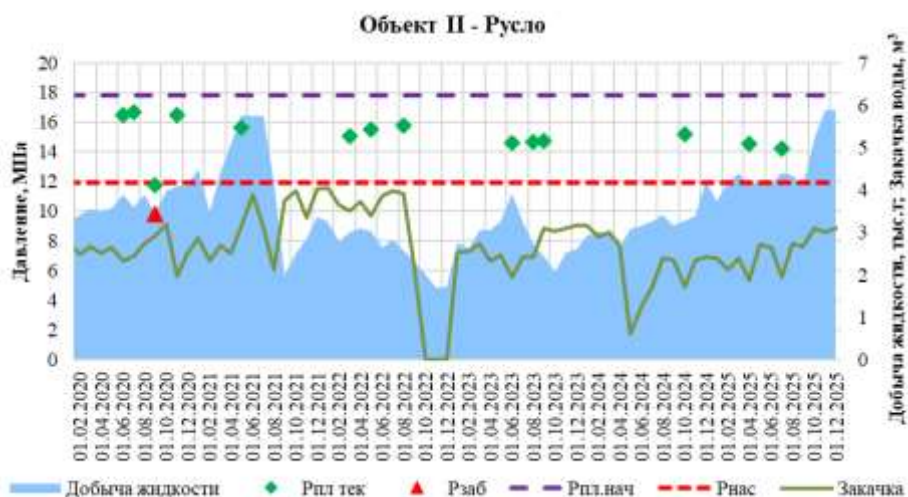


Рисунок 3.1.2 – Динамика пластового давления по русловой зоне II объекта

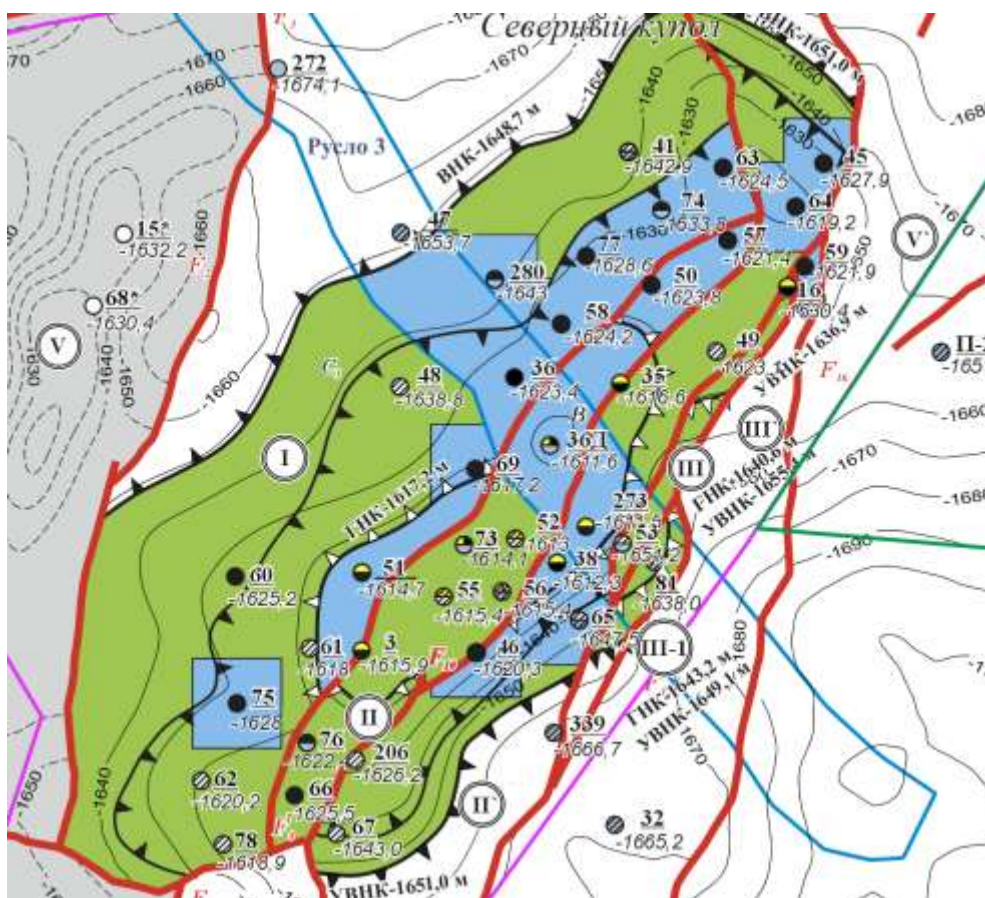


Рисунок 3.1.3 – Структурная карта горизонта Ю-0-26

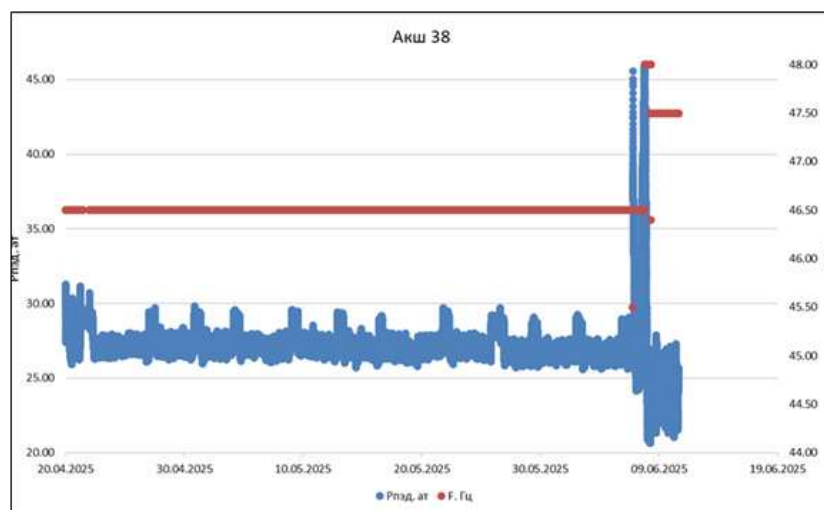


Рисунок 3.1.4 – Динамика работы скважины Акш 38 по данным ТМС

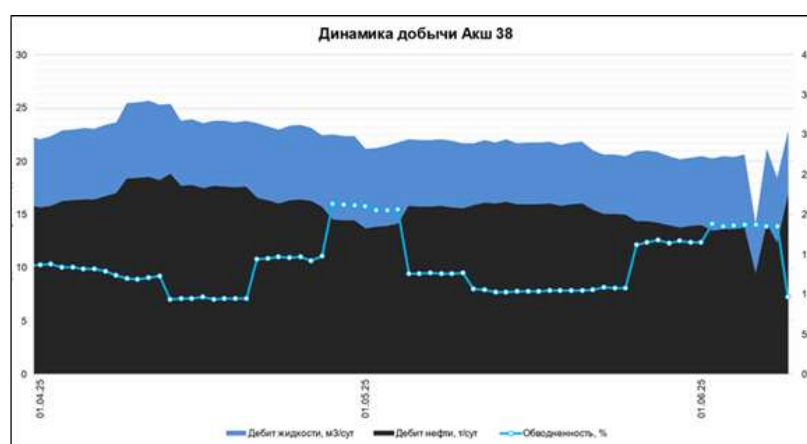


Рисунок 3.1.5 – Динамика добычи скважины Акш 38

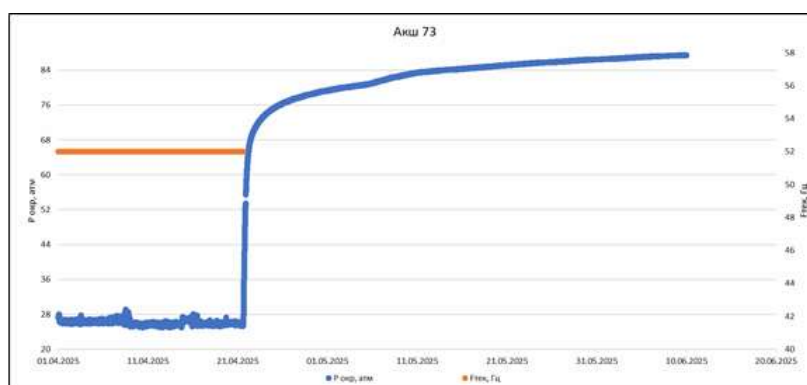


Рисунок 3.1.6 – Динамика работы скважины Акш 73 по данным ТМС

II объект, (нерусловые отложения).

Фильтрационные параметры нерусловых отложений определены по 17 скважинам №№35, 38, 41, 45, 46, 48, 51, 56, 58, 59, 60, 62, 63, 66, 74, 280, 339 на основе 45 исследований. Средний коэффициент продуктивности составляет $4,4 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. По результатам исследований среднее значение проницаемости нерусловой зоны составило $20,56 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, с интервалом изменения от 0,52 до $169,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Для расчета текущего значения пластового давления по нерусловой зоне II объекта рассмотрены 3 гидродинамических исследования и 2 замера пластового давления,

включающие ГДИС в скважине №66 от 24.01-04.02.2025г (14,9 МПа), №60 от 20.06-05.07.2025г (13,5 МПа), №74 от 04-18.09.2025г (8,4 МПа), замер Рпл в скважине №339 от 30-31.07.2025г (18,3 МПа), №74 от 2021.09.2025г (7,8 МПа). Среднее текущее пластовое давление по нерусловой зоне II объекта составляет 12,6 МПа, снижение от начального пластового давления при этом составляет 21%.

Забойное давление определено по результатам 3 гидродинамических исследований, включающие ГДИС в скважинах №№ 38, 66, 74.

Таким образом, среднее значение забойного давления, приведенного на СИП, составило 6,5 МПа.

Согласно анализу динамики пластовых давлений в скважинах №41, 48 наблюдается рост пластового давления в период с 2020г по 2024г (таблица 3.1.3). Предположительно, скважины находятся в зоне влияния нагнетательной скважины №272. В таком случае, между русловой и нерусловой зонами II объекта. Данный фактор подтверждается низким темпом снижения пластового давления, по сравнению с начальным – на 4,4%.

Таблица 3.1.3 – Результаты определения Рпл по ГДИС в скважине №41, 48

№ скв.	Горизонт	Дата начала	Дата окончания	Объект	Вид исследования	Интервал перфораций	Рпл, МПа
Скважина №41							
41	Ю-0-2	01.09.2019	09.09.2019	II	КВУ	1757-1761	11,9
41	Ю-0-2	15.06.2020	29.07.2020	II	КВУ	1757-1761	13,2
41	Ю-0-2	15.06.2020	29.07.2020	II	КВУ	1757-1761	13,4
41	Ю-0-2	26.05.2022	13.06.2022	II	КВУ	1757-1761	15,3
Скважина №48							
48	Ю-0-2	16.06.2018	16.06.2018	II	КВУ	1761-1766	16,2
48	Ю-0-2	21.09.2019	29.09.2019	II	КВУ	1761-1766	16,3

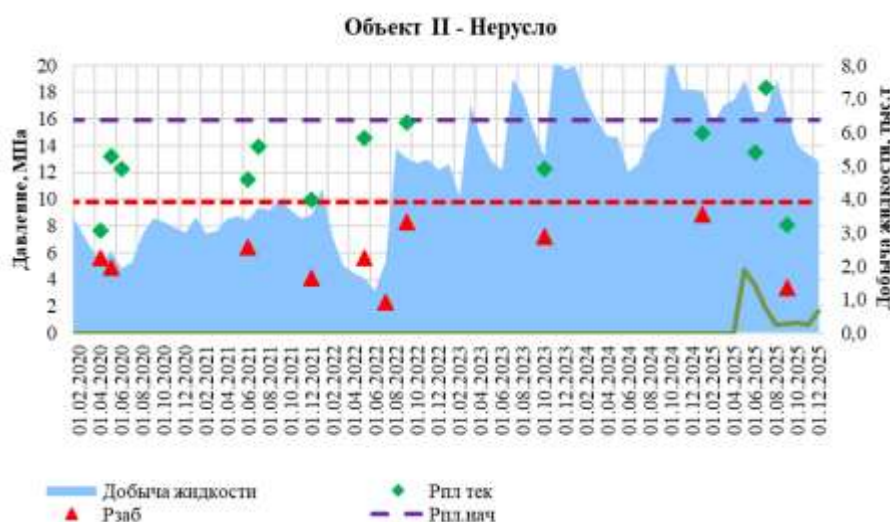


Рисунок 3.1.7 – Динамика пластового давления по нерусловой зоне II объекта

III объект

По данному объекту проведено 81 сложное исследование ГДИС, из них 50 КВД, 15

КВУ, 4 КПД, 12 исследований МУО. В период 2023-2025гг было проведено 1 исследование КВД. На дату проекта среднее значение параметра составляет $1925,36 \cdot 10^{-3}$ мкм², с учетом отбраковки аномальных значений, достигающих 7544,5 мД в скважине №35, согласно исследованию от 2012г, не коррелирующие с основным облаком значений по проницаемости объекта, результаты исследований в той же скважине в 2009г составляли 2047,3 мД. Интервал изменений достоверных данных по проницаемости весьма широкий, что указывает на определенную неоднородность пластов. Наблюдается ухудшение коллекторских свойств по скважинам №№56, 65, что влияет на уменьшение продуктивности скважин, что подтверждается уменьшением средних дебитов нефти объекта.

Пласты объекта отличаются от остальных объектов, сравнительно высокой продуктивностью, с учетом низкой депрессии на пласт, и высокой проницаемостью. Текущий коэффициент продуктивности по объекту в среднем составляет 85,8 м³/(сут*МПа).

В 2024г в скважинах №№56,65 проведены исследования по гидропрослушиванию.

На рисунке 3.1.11 представлена структурная карта горизонта Ю-III. Значения глубин колеблются в пределах от -1670 м до -2100 м. Наблюдается серия тектонических нарушений преимущественно субширотного простирания в центральной части и субмеридионального – в южной. Общее количество разломов, которые прослеживаются в пределах данного комплекса пород, составляет больше тридцати. Среди них выделяются два наиболее крупных разлома субширотного простирания в центральной части рассматриваемого участка работ, к которым приурочены крупные локальные поднятия.

Структура осложнена малоамплитудными разломами субмеридионального простирания делящий участок на многочисленные блоки (I, I/, II, II/, II-1 (в горизонте Ю-II), III, III/, IV, IV/, V, V/):

Горизонт U-III. Блок II ограничен разломами с запада F₈ и F₁₂ с востока. Южная часть блока II ограничен разломом F₇. Блок вскрыт скв. №№50,57,35,36Д,52,55,56,3,206.

Блок II', так же ограничен с запада разломом F₁₂, с востока с разрывным нарушением F₁₃ и с севера с F₈. Вскрыт скв. №№6,49,273,38,53,46.

Сбор данных для начала работ, а именно, выгрузка данных ТМС по скважинам Акш 52, Акш 56 и Акш 65 проведены в конце июня 2024г.

После исследования методом кривой восстановления давления проведены режимные исследования (МУО) на трех режимах «обратным ходом», т.е. с минимального режима (частоты насоса) на возрастание. При исследовании МУО последовательно

применялись 3 режима, с 40 Гц (I режим) на 45 об/мин (II режим), затем с 45 Гц на 49 Гц (III режим). Также, на каждом режиме отбирали поверхностную пробу, затем передали в лабораторию для определения обводненности.

Текущее пластовое давление по данным ГДИС, выполненным в скважине №56 в 2023г составляет 14,5 МПа. Данные пластового давления были приведены на ВНК, и усреднены для характеристики текущего давления.

По объекту значительного снижения пластового давления от начального уровня и принятого в действующем проектном документе не наблюдается, это обусловлено активностью подпирающих вод, а также хорошими фильтрационными свойствами пластов, что в свою очередь способствует сравнительно быстрому темпу перераспределения пластового давления. Среднее значение забойного давления скважин, составляет 14,4 МПа, при давлении насыщения в среднем 13,7 МПа. Также следует отметить, что объект разрабатывается на естественном активном упруговодогазонапорном режиме, о чем свидетельствует рост обводненности скважин, отсутствие значительного снижения пластового давления, результаты ГИС-к в скважинах объекта. По результатам анализа ГИС-К в пределах III объекта, выявлено обводнение интервалов в скважинах выше ВНК. Изучение характера притока из интервалов скважин, позволило выявить поднятие уровня ВНК. Учитывая вышеизложенное, можно сделать вывод о наличии активности подошвенных вод, что позволит и в дальнейшем разрабатывать объект на естественном режиме, без риска значительного ухудшения энергетического состояния залежи.

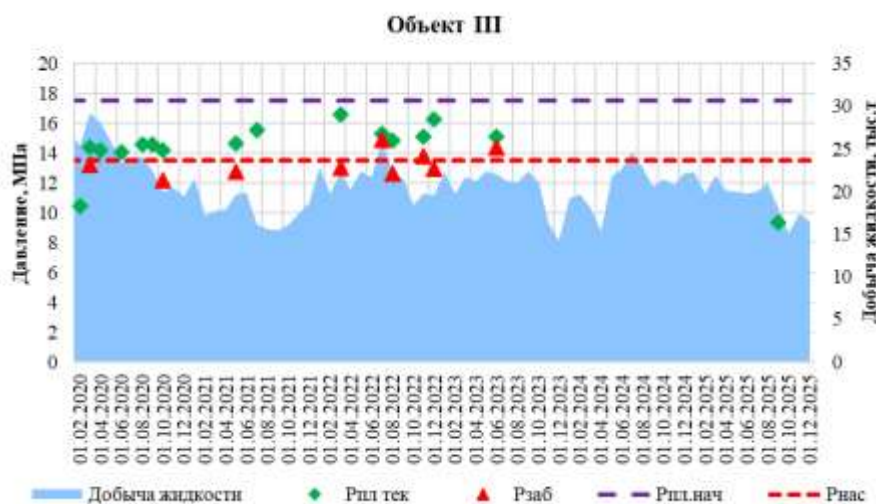


Рисунок 3.1.8 – Динамика пластового давления по II объекту

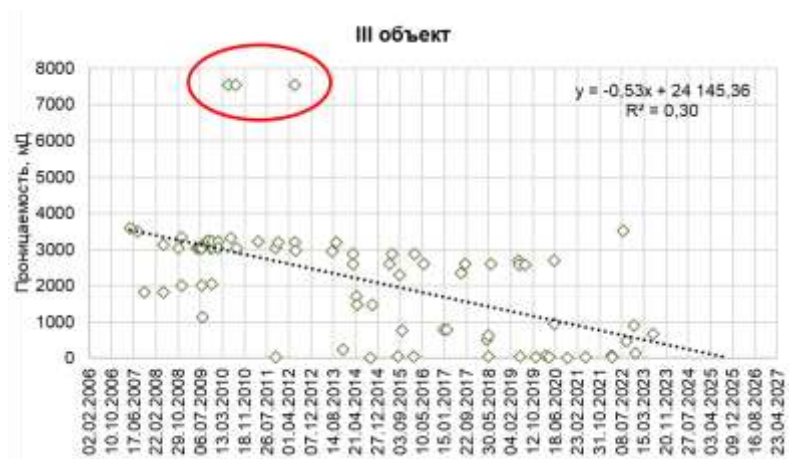


Рисунок 3.1.9 – Проницаемость скважин III объекта за весь период разработки

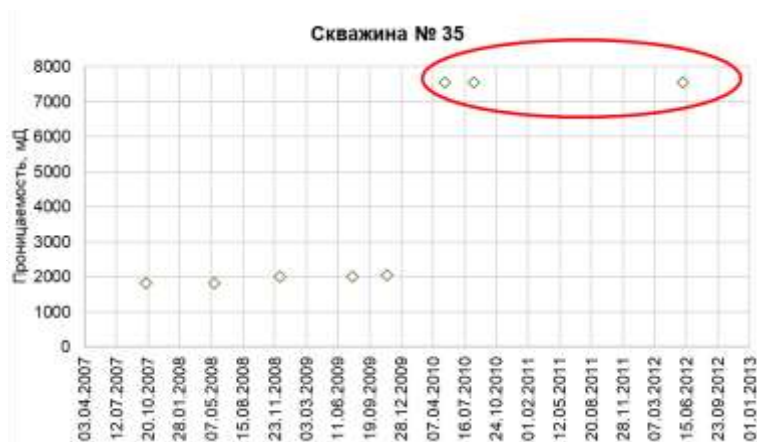


Рисунок 3.1.10 – Проницаемость скважины №35 III объекта за весь период разработки

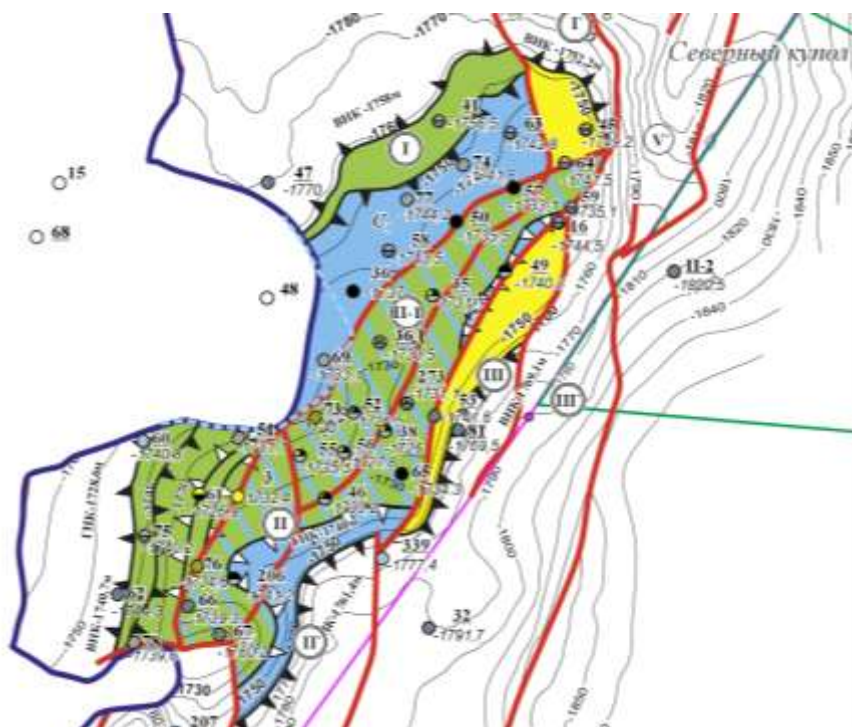


Рисунок 3.1.11 – Структурная карта горизонта Ю-III

Таблица 3.1.4 – Среднее значения начального и текущего пластового давления по объектам разработки

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Текущее забойное давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Снижение давления, МПа
I	15,1	12,2	2,9	2,3	2,9
II (русло)	17,8	14,9	9,8	11,6	2,9
II (нерусло)	15,9	12,6	6,5	11,6	3,3
III	17,5	14,5	14,4	13,5	3,0
Горизонт Ю-II	16,9	16,9	15,8	15,3	0,0

Таблица 3.1.5 – Количество проведенных замеров пластового и забойного давления с начала разработки

Объект	Всего	Вид исследования		
		Рпл	Рзаб	Online
I объект	16	13	3	0
II объект русло	47	26	21	0
II объект нерусло	38	33	5	0
II объект	85	59	26	0
III объект	273	94	81	98
Горизонт Ю-II	0	0	0	0
По месторождению в целом	374	166	110	98

Таблица 3.1.6 – Количество проведенных замеров пластового и забойного давления за 2024-2025гг

Объект	Всего	Вид исследования	
		Рпл	Рзаб
I объект	0		
II объект русло	0		
II объект нерусло	2	2	
II объект	2	2	0
III объект	1	1	
Горизонт Ю-II	0		
По месторождению в целом	3	3	0

Таблица 3.1.7 – Результаты проведенных ГДИС за последние 5 лет

№Ск в	Горизон т	Дата/врем я начала	Дата/врем я окончания	Объек т	Русло/н ерусло	Вид иссл.	Рпл, МПа	Рзаб, Мпа	Коэф.пр од./прие м.,т/(сут *МПа)	Удельная коэф.прод. /прием.,м³/ (сут*МПа)	Коэф.гидр опр., мкм²*м/м Па*с	Коэф.пъез опров., м²/с	Коэф.прон иц., 10⁻³ мкм²	Скин- факто р
272	Ю-0-2	13.05.2021	16.05.2021	II	русло 3	КПД	16,8	25,8		0,0	2,3400	0,4440	35,18	22,5
58	Ю-0-2	22.06.2021	25.06.2021	II	нерусло	КВУ	12,1	6,4	0,6	0,9			23,92	-4,2
62	Ю-0-2	19.12.2021	24.12.2021	II	нерусло	КВУ	10,5	4,1	2,9	0,4	0,0497	0,0301	14,21	-1,2
272	Ю-0-2	09.03.2022	12.03.2022	II	русло 3	КПД	16,2	26,9		0,0	2,3400	0,4400	35,18	22,4
41	Ю-0-2	26.05.2022	13.06.2022	II	нерусло	КВУ	15,3	5,6	0,4	6,5			6,99	-2,7
272	Ю-0-2	26.05.2022	30.05.2022	II	русло 3	КПД	16,6	27,0		0,0	2,3500	0,4470	35,37	22,7
272	Ю-0-2	31.08.2022	05.09.2022	II	русло 3	КПД	17,0	27,3		0,0	1,1500	0,4500	42,80	6,2
63	Ю-0-26	10.09.2022	14.09.2022	II	нерусло	КВД	16,4	8,3	6,6	1,8	0,3810	0,2490	109,60	-2,1
61	Ю-III	29.05.2021	31.05.2021	III	нерусло	КВД	14,3	12,8	10,0	1,5	0,5260	0,0381	39,46	13,0
206	Ю-III	09.03.2022	10.03.2022	III	нерусло	КВУ	17,7	11,3	0,6	7,2			72,49	6,3
61	Ю-III	18.03.2022	25.03.2022	III	нерусло	КПД	15,4	11,4	30,1	5,5	0,5310	0,0385	39,82	-2,6
56	Ю-III	18.07.2022	21.07.2022	III	нерусло	КВД	14,9	14,9	9,9	33,1	20,7000	13,9000	3518,38	7,3
65	Ю-III	25.08.2022	26.08.2022	III	нерусло	КВД	14,6	12,6	44,3	21,8	1,8300	0,4890	466,39	6,3
56	Ю-III	21.11.2022	22.11.2022	III	нерусло	КВД	14,7	13,8	72,9	16,0	8,0300	2,2800	909,19	31,6
65	Ю-III	11.12.2022	12.12.2022	III	нерусло	КВД	16,0	12,9	18,9	3,2	1,5200	0,0707	135,99	9,7
67	Ю-II	20.10.2022	25.10.2022	-	нерусло	ИК/КВД	16,6	16,2	20,2	3,9	0,6230	0,2230	119,17	4,0
38	Ю-0-2/I	14.07.2021	15.07.2021	II	нерусло	КВУ	14,3		0,6					
50	Ю-III	15.07.2021	16.07.2021	III	нерусло	КВУ	15,3		0,1					
35	Ю-0-2	15.06.2022	16.06.2022	II	нерусло	КВУ	8,7		0,4					
52	Ю-III	27.07.2022	28.07.2022	III	нерусло	КВУ	15,0		1,1					
46	Ю-0-2	30.07.2022	31.07.2022	II	нерусло	КВУ	5,5	2,3	0,6					
56	Ю-III	22.03.2023	23.06.2023	III	нерусло	КВД	14,8	14,6	141,1	11,3	9,6900	1,7200	667,86	32,2
59	Ю-0-2	20.10.2022	28.10.2022	II	нерусло	КВУ				2,0			32,88	-3,9
272	Ю-0-2	02.06.2023	07.06.2023	II	русло 3	КПД	15,8	25,5		0,0	1,5700	0,6130	57,53	22,3
37	Ю-0-1	21.04.2023	24.04.2023	I	нерусло	КВУ	13,3	2,9	1,5	0,0			2,60	7,0
38	Ю-0-2	17.10.2023	20.10.2023	II	нерусло	КВУ	12,9	7,2	4,1	0,0			3,30	-4,0
272	Ю-0-2	04.08.2023	08.08.2023	II	русло 3	КПД	25,7	15,8	23,3		0,0019	0,7250	68,03	28,8
272	Ю-0-2	26.09.2023	02.10.2023	II	русло 3	КПД	26,0	15,8	28,5		0,0016	0,6320	59,33	17,0
272	Ю-0-2	18.07.2024	27.07.2024	II	русло 3	КПД	24,9	15,7	24,4		0,0017	0,6550	60,85	23,3
272	Ю-0-2	05.10.2024	15.10.2024	II	русло 3	КПД	24,8	15,5	24,0		0,0017	0,6550	60,88	23,3
66	Ю-0-2	24.01.2025	04.02.2025	II	нерусло	КВУ	8,9	2,5						
272	Ю-0-2	07.04.2025	15.04.2025	II		КПД	14,8		23,0	2,0	0,0015	0,5850	60,88	21,9

№Ск в	Горизон т	Дата/врем я начала	Дата/врем я окончания	Объек т	Русло/н ерусло	Вид иссл.	Рпл, МПа	Рзаб, Мпа	Коэф.пр од./прие м.,т/(сут *МПа)	Удельная коэф.прод. /прием.,м ³ / (сут*МПа)	Коэф.гидр опр., мкм ² *м/м Па*с	Коэф.пъез опров., м ² /с	Коэф.прон иц., 10 ^{- 3} мкм ²	Скин- факто р
60	Ю-0-2	20.06.2025	05.07.2025	II	нерусло	КПД	14,9		10,0	1,4	0,0001	0,0918	8,81	-3,5
272	Ю-0-2	05.07.2025	14.07.2025	II		КПД	14,5		25,6	2,2	0,0016	0,6290	64,88	20,4
339	Ю-0-2/I	30.07.2025	31.07.2025	II	нерусло	Рпл	19,2							
74	Ю-0-2	04.09.2025	18.09.2025	II	нерусло	КВД	9,2	3,4	129,0	25,3	73,9000	0,0210	12,90	
74	Ю-0-2	20.09.2025	21.09.2025	II	нерусло	Рпл	8,6							
55	Ю-III	20.09.2025	21.09.2025	III	нерусло	Рпл	9,2							

Таблица 3.1.8 – Сравнение результатов ГДИС

Наименование	АР-2024г				ДПР-2025г			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	измер.			скв.	измер.		
I объект								
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	2	8	0,02 - 16,84	7,1	2	8	0,02 - 16,84	7,1
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	2	8	0,001 - 1,98	0,90	2	8	0,001 - 1,98	0,90
Гидропроводность, мкм²*м/(МПа*с)	2	6	0,005 - 0,17	0,09	2	6	0,005 - 0,17	0,09
Пьезопроводность, м²/с	2	6	0,006 - 0,129	0,04	2	6	0,006 - 0,129	0,04
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2	7	2,6 - 56,07	24,53	2	7	2,6 - 56,07	24,53
Русло 3								
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	3	31	3,89 - 158,1	69,5	3	31	3,89 - 158,1	69,5
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	3	31	0,648 - 16,35	7,11	3	31	0,648 - 16,35	7,11
Коэффициент приёмистости, м³/(сут*МПа)	1	19	23,86 - 59,5	39,7	1	24	23 - 59,5	36,4
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	1	19	1,206 - 10,37	4,88	1	24	1,206 - 10,37	4,30
Гидропроводность, мкм²*м/(МПа*с)	4	54	0,002 - 39,7	8,11	4	59	0,002 - 39,7	7,43
Пьезопроводность, м²/с	4	55	0,041 - 58,3	2,18	4	60	0,041 - 58,3	2,05
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	4	55	13,19 - 1180	244,42	4	60	13,19 - 1180	229,31
Не русло								
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	12	39	0,04 - 16,13	4,4	13	40	0,04 - 16,13	4,4
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	12	39	0,008 - 6,45	1,06	13	40	0,008 - 6,45	1,06
Коэффициент приёмистости, м³/(сут*МПа)	0	0	0 - 0	-	1	1	10 - 10	10,0
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	0	0	0 - 0	-	1	1	1,449 - 1,45	1,45
Гидропроводность, мкм²*м/(МПа*с)	11	34	0,0014 - 0,381	0,07	12	36	0,0001 - 0,381	0,07
Пьезопроводность, м²/с	11	31	0,001 - 0,249	0,05	12	33	0,001 - 0,249	0,05
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	12	39	0,52 - 169	21,06	13	41	0,52 - 169	20,56
III объект								
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	13	73	3,22 - 255,1	85,8	13	73	3,22 - 255,1	85,8
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	13	73	0,435 - 42,52	16,91	13	73	0,435 - 42,52	16,91
Коэффициент приемистости, м³/сут*МПа	1	1	46,9 - 46,9	46,9	1	1	46,9 - 46,9	46,9
Удельная приемистость, м³/(м*сут*МПа)	1	1	4,47 - 4,47	4,47	1	1	4,47 - 4,47	4,47
Гидропроводность, мкм²*м/(МПа*с)	14	73	0,234 - 62,5	22,07	14	73	0,234 - 62,5	22,07
Пьезопроводность, м²/с	14	74	0,017 - 57,5	6,87	14	74	0,017 - 57,5	6,87
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	14	76	14,48 - 3583,14	1925,36	14	76	14,48 - 3583,14	1925,36

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение находится в промышленной разработке с 2007г согласно «Технологической схеме разработки...» (2007г). В 2017г был составлен «Проект разработки месторождения Акшабулак Южный» [35] (Письмо утверждения Комитета геологии и недропользования №27-5-342-И от 19.02.2018г на основании Протокола ЦКРР РК №1/4 от 26.01.2018г).

В 2022г на основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Перевода запасов...» 2022г, составлен «Проект разработки месторождения Акшабулак Южный», (Протокол ЦКРР РК №23/4 от 24 февраля 2022г), в рамках которого было выделено 3 эксплуатационных объекта. [42]

I объект – горизонт Ю-0-1;

➤ **II объект** – горизонты Ю-0-2 (пласты «Ю-0-2а» и «Ю-0-2б») и Ю-I;

➤ **III объект** – горизонт Ю-III.

Горизонты М-I, М-II (М-II-1а), с запасами свободного газа, не были выделены в качестве объектов разработки в связи с непромышленными запасами и отсутствием перспектив на их разработку.

В 2024г выполнен «Анализ разработки...», протокол ЦКРР РК №52/3 от 27.06.2024г, на основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения. [43]

Основные положения «АР-2024г», согласно 2 рекомендуемому варианту:

Ввод из бурения 3 скважин в 2024г и 2029г;

Усиление системы ППД на II объекте путем перевода под нагнетание 4 скважин;

Проектный добывающий фонд – 26 скважин;

Проектный нагнетательный фонд – 5 скважин;

Накопленная добыча нефти – 2 839 тыс.т;

Накопленная добыча жидкости – 10 768 тыс.т;

Проектный КИН – 0,394 доли ед;

Рентабельный период – 2043г.

➤ **I объект** – продолжение действующей системы разработки на естественном режиме истощения единичной скважиной (№37);

➤ **II объект** – разработка нерусловой зоны с поддержанием пластового давления, путем перевода под нагнетание 4 скважин №№49, 60, 41, 45 в период 2024-2027г, а также с увеличением фонда добывающих скважин на 2 единицы, путем бурения скважин №№77, 78 в 2024г; разработка русловой зоны с поддержанием пластового давления единичной скважиной №273.

➤ **III объект** – продолжение действующей системы разработки на естественном режиме истощения с увеличением фонда добывающих скважин бурением 1 добывающей скважины №80 в 2029г, а также переводом 2 скважин №№38, 36Д с других объектов в 2027-2032гг.

После «АР-2024г» в 2024-2025гг на месторождении пробурено 5 скважин, из которых 3 добывающие №№75, 77, 78, 1 оценочная №79 и 1 резервная скважина №81. Все добывающие скважины введены в эксплуатацию на II объект согласно «АР-2024г», оценочная скважина №79 была опробована на горизонтах II объекта.

В 2025г по результатам бурения новых скважин выполнен отчет по «Подсчету запасов...», в котором была уточнена геологическая структура месторождения. В рамках отчета геологические запасы нефти увеличились на 7,8% и составили 7 129 тыс.т, извлекаемые – на 8,0% и составили 2 775 тыс.т.

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

На месторождении Акшабулак Южный всего пробурено 48 скважин (таблица 3.2.1).

в фонде добывающих скважин – 18 ед (№№ 37, 81, 273, 35, 46, 59, 62, 63, 73, 7, 78, 38, 51, 75, 52, 56, 57, 65), из которых все действующие.

в консервации – 5 ед. (№№48, 53, 58, 79, 280);

в фонде нагнетательных скважин – 3 ед. (№272, 60, 41), из которых все действующие;

в фонде контрольных скважин (наблюдательные) – 17 ед. (№№67, 45, 76, 50, 64, 66, 69, 74, 98, 49, 339, 206, 36, 36Д, 55, 61, 207).

в фонде ликвидированных скважин (по геологическим причинам) – 5 ед. (№№ 3, 15, 16, 31, 47).

Процент пробуренных скважин по основным категориям представлен на рисунке 3.2.1.

Из числа скважин добывающего фонда, 1 скважина №37 эксплуатируется в пределах I объекта, 13 добывающих скважин (№№ 81, 273, 35, 46, 59, 62, 63, 73, 77, 78, 38, 51, 75) работают на II объекте разработки, на III объекте эксплуатируются 4 скважины (№№52, 56, 57, 65). Все скважины эксплуатируются механизированным способом посредством спуска ЭЦН.

Всего с начала разработки объем бурения на месторождении в количестве 50 скважин проходил с различным темпом бурения с пиком в 2009, 2014, 2022гг, которые существенно повлияли на уровни добычи нефти (рис. 3.2.1).



Рисунок 3.2.1 – Темпы бурения скважин с начала разработки



Рисунок 3.2.2 – Распределение фонда скважин по месторождению на 01.01.2026г

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г

№№ п/п	Фонд	Характеристика фонда скважин	горизонты Ю-П, М-П- 1		I объект		II объект		III объект		Всего по месторождению
			№ скважин	всего	№ скважин	всего	№ скважин	всего	№ скважин	всего	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	Всего			№37	1	№№81, 273, 35, 46, 59, 62, 63, 73, 77, 78, 38, 51, 75	13	№№52, 56, 57, 65	4	18
		В т.ч. действующие:				1		13		4	18
		из них дающие продукцию:				1		13		4	18
		фонтанирующие				0	№81	1		0	1
		механизированные			№37	1	№№273, 35, 46, 59, 62, 63, 73, 77, 78, 38, 51, 75	12	№№52, 56, 57, 65	4	17
		в простое						0			0
		В бездействии									0
2	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	Всего						3		0	3
		В т.ч. действующие					№№272, 60, 41	3			3
		В бездействии						0			0
3	Оценочная в освоении							0			1
4	В консервации		№№280, 79	2			№№48, 58	2	№53	1	5
5	Фонд контрольных скважин	Всего		1		2		8		6	17
		наблюдательные скважины	№67	1	№№45, 76	2	№№50, 64, 66, 69, 74, 68, 49, 339	8	№№206, 36, 36Д, 55, 61, 207	6	17
6	Фонд ликвидированных скважин	Всего		1		1		2		1	5
		ликвидированные скважины	№47	1	№03	1	№№15, 16	2	№31	1	5
	Всего пробурено										48

За анализируемый период 2024-2025гг на месторождении введены в эксплуатацию 4 новых скважин №№75, 77, 78, 81. Из них с начала реализации «АР-2024г», пробурены 3 добывающие скважины №№77, 78, 81 а также оценочная скважина №79.

В таблице 3.2.2 представлены начальные и текущие параметры скважин, пробуренных за анализируемый период 2024-2025гг.

Таблица 3.2.2 – Начальные и текущие параметры работы новых скважин

№ скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Способ эксплуатации	Проектный объект	Текущий объект	Проектный дебит нефти, т/сут	Начальный дебит нефти, т/сут	Текущий дебит нефти, т/сут	Проектная обводненность, %	Начальная обводненность, %	Текущая обводненность, %
75	09.08.2024	ЭЦН	II	II	15,6	11,4	10,3	34,3	69,1	19,5
77	25.09.2024	ЭЦН	II	II	15,4	21,7	4,6	30	43,4	63,9
78	15.10.2024	ЭЦН	II	II	15,4	19,6	4,5	30	36,7	20,5
81	10.10.2025	Фонтан		II		40,8	47,1		11,1	8,9

Скважина №75 пробурена согласно проектной точке и вступила в эксплуатацию на II объект (нерусло) в августе 2024г. В скважине простреляны интервалы: 1788.00-1789.00мм, 1791.00-1792.00мм, 1764.50-1770.50мм, 1779.00-1780.00мм горизонта Ю-0-2б.

Входной дебит нефти составил 11,4 т/сут при обводненности 69,1% при проектных значениях входного дебита нефти 15,4 т/сут. В сентябре 2024г после стабилизации режима дебит нефти скважины вырос до 18 т/сут. Дальнейшие колебания дебита нефти скважины связаны с изменением режима работы скважины, при работе на частотах насоса в диапазоне 42-48,5 Гц. На дату отчета скважина эксплуатируется с дебитом нефти в 10,3 т/сут, при обводненности 19,5%.



Рисунок 3.2.3 – Динамика работы скважины №75

Скважина №77 пробурена согласно проектной точке и вступила в эксплуатацию на II объект (нерусло) в сентябре 2024г. В скважине простреляны интервалы: 1759.50-1761.00мм, 1755.50-1757.00мм, 1770.00-1774.00мм, 1747.00-1749.00мм горизонта Ю-0-2б.

Входной дебит нефти составил 21,7 т/сут при обводненности 43,4% при проектных значениях входного дебита нефти 15,4 т/сут. В октябре 2024г после стабилизации режима дебит нефти скважины вырос до 30,4 т/сут. Дальнейшее поведение работы скважины характеризуется снижением дебита нефти и ростом обводненности. На дату отчета скважина эксплуатируется с дебитом нефти в 4,6 т/сут, при обводненности 63,9%.



Рисунок 3.2.4 – Динамика работы скважины №77

Скважина №78 пробурена согласно проектной точке и вступила в эксплуатацию на II объект (нерусло) в октябре 2024г. В скважине простреляны интервалы: 1748.00-1751.00мм, 1756.00-1763.00мм горизонта Ю-0-2а.

Входной дебит нефти составил 19,6 т/сут при обводненности 36,7% при проектных значениях входного дебита нефти 15,4 т/сут. В ноябре 2024г после стабилизации режима дебит нефти скважины вырос до 26,9 т/сут после чего наблюдается снижение дебита нефти. На дату отчета скважина эксплуатируется с дебитом нефти в 4,5 т/сут, при обводненности 20,5%.



Рисунок 3.2.5 – Динамика работы скважины №77

Скважина №81 пробурена из резервного фонда скважин, предусмотренных в рамках АР-24г на русловую зону II объекта. Ввод в эксплуатацию выполнен 10.10.2025г фонтанным способом, в пределах горизонта Ю-0-26 (интервалы перфораций 1777,5-1781,5мм). Начальный дебит нефти скважины составил 40,8 т/сут, в дальнейшем

наблюдается скачкообразное поведение изменения дебита, который вырос до 52,2, а затем снизился до 47,1 т/сут. Динамика обводненности за отработанные 3 месяца характеризуется снижением, с 11,1% при запуске до 8,9% на дату проекта.



Рисунок 3.2.6 – Динамика работы скважины №81

Ниже приводится характеристика фонда скважин по объектам.

I объект

На дату проекта на I объекте эксплуатируется 1 скважина №37.

На объекте в январе 2024г работала скважина №37, с обводненностью в 76,5%, при этом коэффициент эксплуатации скважины составил 0,84 д.ед. по причине неоднократной остановки скважины, ввиду остановки насоса из-за перегрева. В конце января 2024г была прекращена подача жидкости к скважине, ввиду чего скважина была закрыта на проведение ремонтных работ и переведена в наблюдательный фонд.

На объекте в течении 3 месяцев отработала оценочная скважина №76, которая в течении 3 месяцев отобрала 0,8 тыс.т нефти, 0,9 тыс.т жидкости, а также 0,157 млн.м³ газа.

В 2025г действующий фонд добывающих скважин составил 1 единицу. Скважина №37 была введена из наблюдательного фонда 10.07.2025г, входной дебит нефти скважины составил 5,9 т/сут, при обводненности в 77,1%. Динамика работы скажины характеризуется ростом ввиду изменения режима работы ЭЦН с 48 до 53 Гц. На 01.01.2026г скважина эксплуатируется с дебитом нефти в 8,8 т/сут при обводненности 53,2%.

По скважинам объекта скважина №37 в 2025г относится к категории скважин с дебитом нефти менее 10 т/сут.

II объект

На дату проекта объект разрабатывается 13 добывающими скважинами №№ №№ 81, 273, 35, 46, 59, 62, 63, 73, 77, 78, 38, 51, 75, из которых 12 единиц эксплуатируются механизированным способом, посредством ЭЦН, 1 скважина №81 фонтанным способом.

Русловая и нерусловая зоны залежи разрабатываются с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в скважину №272 (русло) и в скважины №№41,60 (нерусло).

Текущая приемистость скважин русловой и нерусловой зон составляют 251,1 и 36,4 м³/сут соответственно.

В 2024г фонд добывающих скважин составил 15 единиц, из которых 3 единицы №№75, 77, 78 были введены из бурения. Среднегодовой дебит нефти скважин составляет 11,0 т/сут, при коэффициенте эксплуатации в 0,97 д. ед. Коэффициент использования составил 1,00 д.ед. В 2024г была пробурена оценочная скважина №79, которая не подтвердила выделенные по результатам сейсмоки коллектора. Пусковой дебит скважины составил 0,1 т/сут при 99% обводненности. Скважина была законсервирована.

В 2025г фонд скважин составил 13 единиц, из которых 1 скважина №81 введена из бурения. Среднегодовой дебит нефти скважин составил 10,6 т/сут. Коэффициент эксплуатации и использования составили 0,97 и 1,00 д.ед. соответственно.

Русловая зона

На дату проекта в эксплуатации находятся 2 скважины №№81, 273. Среднегодовой дебит нефти составляет 28,9 т/сут, обводненность – 76,3 %.

Коэффициент эксплуатации скважины находится на высоком уровне и составляет 1,00 д.ед.

В 2024г в фонде добывающих скважин числилась 1 скважина №273, эксплуатирующаяся со среднегодовым дебитом нефти в 26,0 т/сут. Коэффициент эксплуатации скважины составил 1,00 д.ед.

В 2025г вводом из бурения скважины №81 фонд добывающих скважин увеличился на 1 единицу. Среднегодовой дебит нефти составил 28,9 т/сут, коэффициент эксплуатации – 0,98 д.ед.

По русловой зоне объекта скважина №273 в 2024г относится к категории скважин с дебитом нефти в диапазоне от 10 до 25 т/сут, в 2025г к данной категории относится новая скважина №81, а скважина №273 перешла в группу с меньшим дебитом нефти.

Нерусловая зона

На дату проекта в эксплуатации находятся 11 скважин №№35, 46, 59, 62, 63, 73, 77, 78, 38, 51, 75.

В 2024г в фонде добывающих скважин числилось 14 единиц, эксплуатирующихся со среднегодовым дебитом нефти в 9,8 т/сут. Коэффициент эксплуатации и использования скважин составляет 0,97 и 1,00 д.ед. соответственно. В 2024г на объект введено 4 скважины, в том числе из бурения – 3 единицы (№№75, 77, 78), из наблюдательного фонда – 1 единица (№64). Движение фонда характеризуется выбытием 3 скважин в наблюдательный фонд №№64, 50, 51 по причине низкого дебита нефти. Скважины №№50 и 51 выбыли с дебитом нефти 3,7 и 2,2 т/сут соответственно, при этом скважина №51 характеризовалась высоким

уровнем обводненности в 96,5%.

В 2025г фонд скважин составил 11 единиц, эксплуатирующихся с дебитом нефти в 8,8 т/сут, с коэффициентом эксплуатации 0,97 д.ед. Движение фонда характеризуется вводом из наблюдательного фонда 1 скважины №51 и выбытием 4 скважин №№ 64, 66, 69, 74. Выбытие скважин связано со снижением дебита нефти до 1,6 т/сут в скважине №64, 2,1 т/сут в скважине №66, 3,1 т/сут в скважине №69 и 3,1 т/сут в скважине №74.

По нерусловой зоне в 2024г 8 скважин эксплуатировались с дебитом нефти менее 10 т/сут, 5 скважин с дебитом нефти в диапазоне от 10 до 25 т/сут и 1 скважина с дебитом нефти в диапазоне от 25 до 50 т/сут. В 2025г число скважин в группе с дебитом нефти до 10т/сут сократилось до 7 единиц, в группе с дебитом нефти в диапазоне от 10 до 25 т/сут до 5 единиц. Скважин эксплуатирующихся с дебитом нефти более 25 т/сут нет.

III объект

На дату отчета объект разрабатывается 4 добывающими скважинами №№ 52, 56, 57, 65 которые эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН).

В 2024г в фонде добывающих скважин числилось 5 скважин, эксплуатирующихся с дебитом нефти в 21,4 т/сут, с коэффициентом эксплуатации 0,96 д.ед. Движение фонда характеризуется вводом из наблюдательного фонда 2 скважин и выбытием 3 скважин. Выбытие скважины 36Д связано со снижением дебита нефти до 1,3 т/сут, при обводненности в 98,3 %.

В 2025г фонд скважин составил 4 единицы, эксплуатирующихся с дебитом нефти в 18,6 т/сут, с коэффициентом эксплуатации 0,99 д.ед. Движение фонда характеризуется выбытием 1 скважины №55 по причине снижения дебита нефти до 0,4 т/сут, при обводненности в 99,3%.

Скважины III объекта характеризуются высоким коэффициентом продуктивности относительно скважин других объектов. Из фонда добывающих скважин 2024г 2 единицы эксплуатируются с дебитом нефти менее 10 т/сут, 1 скважина с дебитом в диапазоне от 10 до 25 т/сут и 2 скважины с дебитом нефти от 25 до 50 т/сут. В 2025г число скважин с дебитом менее 10 т/сут и от 10 до 25 т/сут сократилось до 1 единицы, 2 скважины эксплуатируются с дебитом нефти более 50 т/сут.

В таблице 3.2.3 представлено распределение скважин по дебитам нефти.

Таблица 3.2.3 – Распределение скважин по дебитам нефти за последние 3 года

31.12.2023г												
Объект	Фонд скважин	Средний дебит нефти	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут									
			q≤10		10<q≤25		25<q≤50		50<q≤70		70>q	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
I	2	5,9	2	100,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
II	1	18,8	0	0,0	1	100,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
II	13	10,5	5	38,5	8	61,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0
III	7	14,7	3	42,9	3	42,9	1	14,3	0	0,0	0	0,0
31.12.2024г												
Объект	Фонд скважин	Средний дебит нефти	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут									
			q≤10		10<q≤25		25<q≤50		50<q≤70		70>q	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
I	0	-	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
II	1	30,2	0	0,0	0	0,0	1	100,0	0	0,0	0	0,0
II	14	10,1	8	57,1	5	35,7	1	7,1	0	0,0	0	0,0
III	5	17,2	2	40,0	1	20,0	2	40,0	0	0,0	0	0,0
31.12.2025г												
Объект	Фонд скважин	Средний дебит нефти	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут									
			q≤10		10<q≤25		25<q≤50		50<q≤70		70>q	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
I	1	8,8	1	100,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
II	2	34,4	0	0,0	1	50,0	1	50,0	0	0,0	0	0,0
II	11	8,2	7	63,6	4	36,4	0	0,0	0	0,0	0	0,0
III	4	37,1	1	25,0	0	0,0	1	25,0	2	50,0	0	0,0

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Текущее состояние разработки приведено согласно утвержденным запасам, числящимся на Государственном балансе РК и выделенным эксплуатационным объектам действующего проекта на разработку.

В 2021г выполнен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021г» (Протокол ГКЗ РК №2386-21-У от 07.12.2021г), по результатам которого геологические запасы нефти были приращены на 538 тыс.т или 8%, и составили 6957 тыс.т, извлекаемые приращены на 208 тыс.т, или 8%, и составили 2732 тыс.т.

В 2022г был выполнен «Перевод запасов нефти, растворенного газа по горизонтам Ю-0-2 месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2022г.» (Протокол ГКЗ РК №2450-22-У от 23.08.2022г) по результатам которого геологические запасы нефти были приращены на 266 или 4% и составили 7207 тыс.т, извлекаемые – приращены на 60 тыс.т или 2% и составили 2786 тыс.т.

В 2023г был выполнен «Прирост запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023г» (Протокол ГКЗ РК №2598-23-У от 28.09.2023г), в рамках которого были приращены запасы конденсата и газа по безобъектному горизонту Ю-II, в количестве: свободный газ (C_1) – 50,6 млн.м³, в том числе извлекаемые – 40,2 млн.м³; сухой газ (C_1) – 48,7 млн.м³, в том числе извлекаемые – 38,7 млн.м³; конденсат (C_1) – 7,9 тыс.т, в том числе извлекаемые – 5,9 тыс.т.

В 2022г составлен «Проект разработки...», в 2024г выполнен «Анализ разработки...» на основе которого ведется разработка месторождения.

В 2025г выполнен «Подсчет запасов...» на основе результатов бурения проведенных после ПЗ-2021г, включающих, бурение 12 скважин, в том числе 9 добывающих (№№62, 63, 64, 65, 66, 69, 73, 74, 75, 76, 77, 78) и 3 оценочных (№№67, 68, 79), отбора глубинных и поверхностных проб, отбора кернового материала, их влияния на геологическое строение залежи. В рамках ПЗ-25г начальные геологические запасы нефти составили 7 129 тыс.т, извлекаемые – 2 775 тыс.т. (Протокол ГКЗ РК №2777-25-У от 06.11.2025г)

На дату отчета в разработке находятся все 3 эксплуатационных объекта: Залежи II объекта разрабатывается с ППД, I и III объект разрабатываются на упруго-водонапорном режиме.

За анализируемый период 2024-2025гг пробурены и введены в эксплуатацию 4

добывающие скважины №№75, 77, 78,81 на II объект, а также 1 оценочная скважина №79, в которой выполнено опробование горизонтов ю-0-2 II объекта.

На 01.01.2026г действующий фонд добывающих скважин составил 18 единиц. Фондом добывающих скважин с начала разработки отобрано 2107,0 тыс.т нефти, 756,883 млн.м³ газа, а также 4524,8 тыс.т жидкости. Выработанность запасов составила 70,3. Наибольшим количеством извлекаемых запасов (71,1%) обладает III объект, на долю которого приходится 70% накопленной добычи нефти (рисунок 3.2.7). Нерусловая зона II объекта отстает по выработанности от остальных объектов, ввиду чего, в рамках проектных решений «ПР-2022г» и «АР-2022г» предусматривался ввод из бурения новых скважин на данный объект. Выполнение заложенного объема бурения позволило достичь пикового уровня добычи нефти по данному объекту за всю историю его разработки в 2023г.

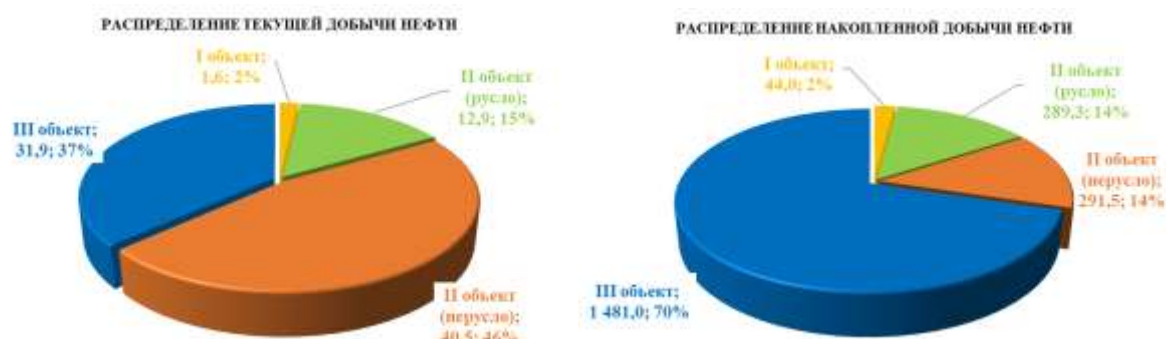


Рисунок 3.2.7 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки

В ходе деятельности недропользователя наблюдается правильный подход к системе разработки месторождения, так как по скважинам периодически проводят необходимые исследования с целью контроля за системой разработки, бурятся новые скважины согласно проектным документам, проводят мероприятия по доразведке, проводится закачка воды с целью ППД, а также различные ГТМ по интенсификации и оптимизации добычи, такие как замена и ревизия насосов, перевод скважин между объектами и ниже-выше лежащие продуктивные горизонты, ГРП, ремонтно-изоляционные работы (РИР) по обводненным скважинам, соблюдаются предусмотренные проектом режимы работы действующих скважин.

Месторождение

Месторождение находится на II стадии разработки, с характерным ей увеличением темпов разбуривания, выработанности более 50%. В целом по месторождению пиковая добыча нефти – 158 тыс.т приходится на 2016г, после чего наблюдается общая тенденция снижения уровней, со скачками в зависимости от темпов разбуривания. Активное разбуривание скважин позволяет вовлекать в разработку слабодренируемые ранее запасы, что отображается в виде роста уровней добычи нефти. С 2022г на месторождении увеличен

темп разбуривания скважин, что отобразилось на росте уровней добычи нефти. В 2023г фондом добывающих скважин в 21 единицу, было отобрано 127,8 тыс.т нефти.

За анализируемый период введено 4 скважины из бурения на горизонты II объекта, в том числе 3 скважины на нерусловую и 1 единица на русловую зону объекта.

В 2024г добыча нефти составила 95,8 тыс.т, жидкости – 366,3 тыс.т, газа – 22,768 млн.м³. Обводненность продукции составила 73,9%. Снижение добычи нефти в сравнении с предыдущим годом обусловлено снижением уровней среднегодового дебита (13,8 т/сут), вызванное естественных ухудшением коллекторских свойств, загрязнением ПЗС. Фонд добывающих скважин составил 20 единиц. Движение фонда характеризуется вводом 3 скважин из бурения и 3 единиц из наблюдательного фонда, а также выбытием 7 скважин в наблюдательный фонд. Коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 0,97 д.ед. Газовый фактор составил 237,8 м³/т, что меньше относительно предыдущего года, данное снижение вызвано постепенным снижением ГФ по скважинам №№35, 38, 69, 69, 73, 57. Средняя приемистость нагнетательных скважин составила 231,9 м³/сут. Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин составил 0,90 д.ед.

В 2025г добыча нефти составила 86,9 тыс.т, жидкости – 368,3 тыс.т, газа – 23,923 млн.м³. Обводненность продукции составила 76,4%. Снижение добычи нефти в сравнении с предыдущим годом обусловлено снижением уровней среднегодового дебита до 12,5 т/сут, вызванное естественных ухудшением коллекторских свойств, загрязнением ПЗС, а также уменьшением фонда добывающих скважина на 2 единицы, что связано с выбытием низкодебитных и высокообводненных скважин. Фонд добывающих скважин составил 18 единиц. Коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 0,98 д.ед. Газовый фактор вырос до 275,3 м³/т, что связано с увеличением ГФ по III объекту. В 2025г выполнен перевод под нагнетание 3 скважин нерусловой зоны II объекта. Динамика приемистости скважин характеризуется снижением, при этом наблюдается увеличение устьевого давления. В связи с отсутствием приемистости в конце 2025г выбыла 1 нагнетательная скважина в наблюдательный фонд. Средняя приемистость снизилась до 137,0 м³/сут, что связано с низкой приемистостью нагнетательных скважин нерусловых залежей. Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин составил 0,87 д.ед., снижение данного показателя в сравнении с предыдущим годом связано с простоем нагнетательных скважин нерусловой зоны II объекта.

Основные технологические показатели месторождения с начала разработки представлены на рисунке 3.2.8, за анализируемый период представлены в таблице 3.2.4.

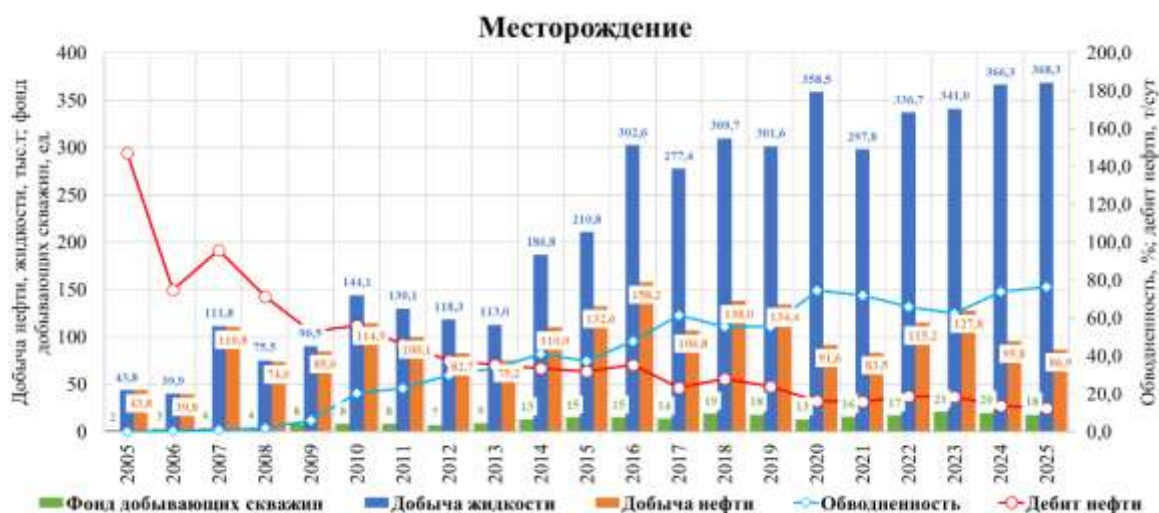


Рисунок 3.2.8 – Технологические показатели разработки месторождения с начала разработки

I объект

Данный объект, включающий горизонт Ю-0-1, с 2005г разрабатывался изначально единичной скважиной №37. С 2018г из наблюдательного фонда на объект переведена скважина №45. Динамика разработки объекта характеризуется достижением пикового уровня добычи нефти в 2011г, после чего сменяется скачкообразным поведением пропорционально изменению режима работы скважин. С 2018г объект разрабатывался 2 скважинами, одна из которых №45 выбыла в 2023г, вторая №37 в январе 2024г. Скважина №37 была введена на объект в июле 2025г. В 2024г на объекте в течении 3 месяцев отработала оценочная скважина №76, получение притока в которой позволило уточнить геологическое строение залежи в рамках ПЗ-25г. Работа скважины характеризовалась начальным дебитом 8 т/сут. За 3 месяца было отобрано 0,8 тыс.т нефти, 0,9 тыс.т жидкости, а также 0,157 млн.м³ газа.

В **2024г** одной скважиной №37, отработавшей 1 месяц отобрано 0,4 тыс.т нефти, 0,7 тыс.т жидкости и 0,027 млн.м³ газа. Фонд добывающих скважин на конец равен 0, ввиду выбытия скважины №37. Средний дебит нефти составил 3,8 т/сут, жидкости – 7,4 т/сут. Продукция характеризуется обводненностью в 48,8%.

В **2025г** одной скважиной №37, введенной в эксплуатацию в июле отобрано 1,6 тыс.т нефти, 4,0 тыс.т жидкости и 0,261 млн.м³ газа. Фонд добывающих скважин на конец равен 1 скважине. Средний дебит нефти составил 9,1 т/сут, жидкости – 23,0 т/сут, рост дебита в сравнении с предыдущим годом связан с изменением режима работы скважины, в частности ростом частоты работы насоса с 48 ГЦ до 53 ГЦ. Продукция характеризуется 60% обводненностью.

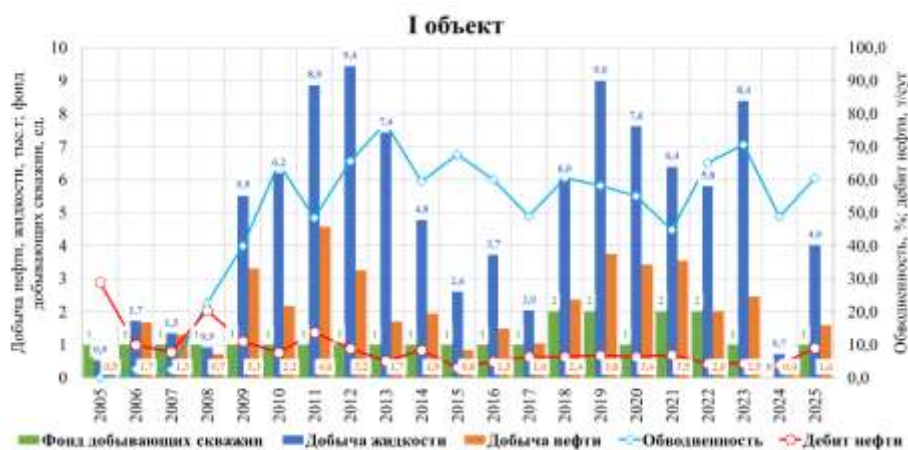


Рисунок 3.2.9 – Технологические показатели разработки II объекта с начала разработки

II объект

II объект, состоящий из горизонтов Ю-0-2 (пласты «Ю-0-2а» и «Ю-0-2б») и Ю-I, вступил в разработку в 2004г. Динамика эксплуатации объекта с начала разработки характеризуется достижением пиковой добычи нефти в 2023г (рисунок 3.2.10), ввиду активного разбуривания нерусловой зоны залежи, а также проведения ГТМ, таких как ГРП, РИР, ПВР. Высокие уровни добычи нефти на начальной стадии разработки при незначительном фонде связаны с эксплуатацией высокодебитных скважинам №36, 36Д, 273 русловой зоны горизонта Ю-0-2б. На русловую часть объекта приходится 49,8% накопленной добычи нефти II объекта (289,3 тыс.т). Основной объем добычи нефти в русловой зоне приходится на скважину №36 (165,1 тыс. т), расположенной в сводовой части залежи.

На нерусловую зону приходится 50,2% от общей накопленной добычи нефти II объекта (291,5 тыс.т). За анализируемый период на объект введены 3 добывающие скважины. Ввиду ухудшенных коллекторских свойств нерусловой зоны объекта и отставания по выработанности, в рамках «ПР-2022г» и «АР-2024г» заложено уплотняющее бурение. Пик добычи нефти по объекту (57,2 тыс.т), приходящийся на 2023г, связан с вводом новых скважин на нерусловую зону объекта, как из бурения, так и переводом из других объектов согласно утвержденным проектным документам, в 2023г 28% годовой добычи нефти (15,8 тыс.т) отобрано новыми скважинами в том числе введенными из бурения и переведенными на объект с других горизонтов.

Система ППД на II объекте была организована с 2010г закачкой воды в 1 нагнетательную скважину №272, расположенной в пределах русловой зоны. С 2023г начата организация заводнения на нерусловой зоне объекта путем переаода под нагнетание скважины №339, в 2025г дополнительно переведены 3 скважины под закачку.

С начала разработки накопленная закачка воды составляет 1576,8 тыс.м³, что соответствует накопленной компенсации отборов в 101,8%. Текущая средняя приемистость

скважин составляет 137,0 м³/сут.

В 2024г добыча нефти составила 54,2 тыс.т, жидкости – 116,6 тыс.т, газа – 13,677 тыс.т. Обводненность продукции составила 53,5%. Снижение добычи нефти обусловлено снижением уровней среднегодового дебита (11,0 т/сут). Фонд добывающих скважин составил 15 единиц. Коэффициент использования составляет 0,87 д.ед., коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 0,97 д.ед. Движение фонда характеризуется вводом из бурения 3 скважин, и 1 скважины из наблюдательного фонда, а также выбытием низкодебитных скважин №№51, 50, 64 в наблюдательный фонд. Обводнившаяся скважина №51 эксплуатировалась с частыми остановками, дебит нефти скважины перед выбытием составил 2,2 т/сут, обводненность – 96,5 %. Скважина №50 работала с дебитом нефти 3,7 т/сут перед закрытием на ПРС. Скважина №64 выбыла по причине низкого уровня жидкости, до выбытия эксплуатировалась с дебитом нефти и жидкости в 4,3 т/сут. Средняя приёмистость в сравнении с предыдущим годом снизилась до 231,9 м³/сут, что связано с загрязнением ПЗС, о чем свидетельствует положительное значение скин-фактора по результатам ГДИС. Газовый фактор составил 252,4 м³/т, что меньше относительно предыдущего года, данное снижение вызвано постепенным снижением ГФ по скважинам №№35, 38, 69, 69, 73 расположенных в непосредственной близости к русловой зоне объекта, на которой ведется закачка воды, что может свидетельствовать о влиянии ППД русловой зоны на скважины нерусловой зоны.

В 2025г добыча нефти составила 53,4 тыс.т, жидкости – 132,6 тыс.т, газа – 12,855 млн.м³. Обводненность продукции в сравнении с предыдущим годом увеличилась до 59,7%. Снижение уровней добычи нефти связано с уменьшением фонда на 2 единицы, и среднесуточного дебита нефти с 11,0 до 10,6 т/сут, что связано со снижением проницаемости и загрязнением ПЗС скважин. Коэффициент эксплуатации и использования находятся на высоком уровне и составляют 0,97 и 1,00 д.ед. Движение фонда характеризуется вводом 1 скважины из бурения, 1 единицы из наблюдательного фонда, а также выбытия 4 скважин в наблюдательный фонд. Выбытие скважины №№64, 66, 69, 74 связано с низким дебитом нефти. Среднее значение газового фактора составляет 240,5 м³/т. Средняя приемистость скважина снизилась до 137 м³/сут, что связано с переводом под закачку 3 скважин в пределах нерусловой зоны, характеризующейся ухудшенными коллекторскими свойствами в сравнении с русловыми залежами. Помимо отличий ФЕС залежей, работа нагнетательных скважин нерусловой зоны характеризуется увеличением устьевого давления, в связи с чем наблюдается снижение приемистости. На рисунке 3.2.10 приведена динамика разработки объекта с начала разработки.



Рисунок 3.2.10 – Технологические показатели разработки II объекта с начала разработки

II объект (русло)

Русловая зона объекта включает русловые отложения в зонах скважин №№36, 272, 273, 36Д горизонта Ю-0-26.

За анализируемый период разработка русловой зоны объекта велась скважинами №№273, 81.

В **2024г** добыча нефти составила 9,5 тыс.т, жидкости – 38,5 тыс.т, газа – 1,055 тыс.т. Обводненность продукции составила 75,4%. Снижение добычи нефти обусловлено снижением уровней среднегодового дебита (26,0 т/сут), что связано с естественным ухудшением состояния ПЗС. Коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 1,00 д.ед. Средняя приёмистость снизилась до 231,9 м³/сут, что связано с загрязнением ПЗС, о чем свидетельствует положительное значение скин-фактора по результатам ГДИС. Газовый фактор составил 111,1 м³/т. Средняя приемистость составляет 231,9 м³/сут.

В **2025г** добыча нефти составила 12,9 тыс.т, жидкости – 54,6 тыс.т, газа – 1,289 млн.м³. Увеличение добычи пластовых флюидов связано с увеличением фонда на 1 единицу. В октябре была пробурена и введена в эксплуатацию скважина №81, с пусковым дебитом нефти в 40,8 т/сут и 11% обводненностью. Среднегодовой дебит нефти вырос с 26,0 до 28,9 т/сут, ввиду ввода новой более высокодебитной скважины. Добыча нефти из новой скважины составила – 3,9 тыс.т. Обводненность продукции увеличилась до 76,3%. Газовый фактор составил 99,7 м³/т. Коэффициент эксплуатации и использования добывающих скважин находятся на высоком уровне и составляют 0,98 и 1,00 д.ед. соответственно. Средняя приемистость составляет 251,1 м³/сут.

На рисунке 3.2.11 представлена динамика эксплуатации русловой зоны залежи с начала разработки.

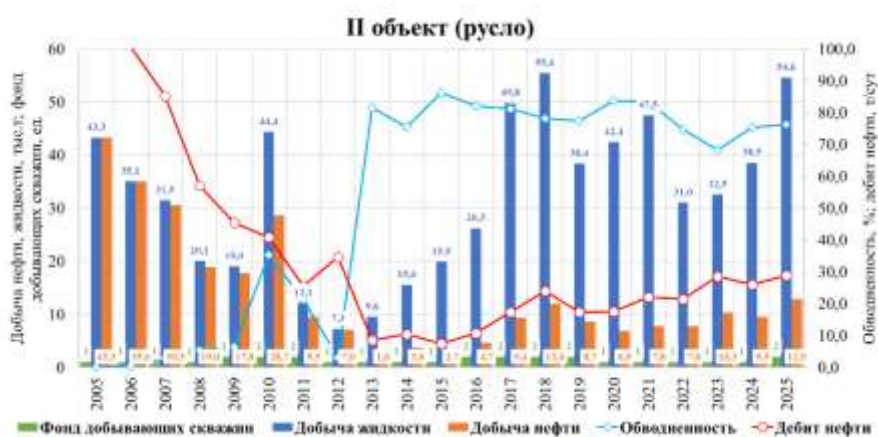


Рисунок 3.2.11 – Технологические показатели разработки русловой зоны II объекта с начала разработки

II объект (нерусло)

Нерусловая зона II объекта включает в себя нерусловые отложения горизонтов Ю-0-2а, Ю-0-2б, Ю-1.

В **2024г** добыча нефти составила 44,7 тыс.т, жидкости – 78,0 тыс.т, газа – 12,622 тыс.т. Обводненность продукции составила 42,7%. Снижение добычи нефти обусловлено снижением уровней среднегодового дебита нефти с 13,3 до 9,8 т/сут в сравнении с предыдущим годом, что связано с ухудшением энергетического состояния нерусловых залежей объекта. Фонд добывающих скважин составил 14 единиц, за счет ввода 3 единиц №№75, 77, 78 из бурения. Коэффициент использования составляет 1,00 д.ед., коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 0,97 д.ед. в 2024г выбыли 2 скважины №50, 51. Обводнившаяся скважина №51 эксплуатировалась с частыми остановками, дебит нефти скважины перед выбытием составил 2,2 т/сут, обводненность – 96,5 %. Скважина №50 работала с дебитом нефти 3,7 т/сут перед закрытием на ПРС. Газовый фактор составил 282,4 м³/т, что меньше относительно предыдущего года, данное снижение вызвано постепенным снижением ГФ по скважинам №№35, 38, 69, 69, 73 расположенных в непосредственной близости к русловой зоне объекта, на которой ведется закачка воды, что может свидетельствовать и о влиянии ППД русловой зоны на скважины нерусловой зоны.

В **2025г** добыча нефти снизилась до 40,5 тыс.т, ввиду уменьшения фонда добывающих скважин на 3 единицы, а также снижения дебита нефти в связи с ухудшением коллекторских свойств пласта. Добыча жидкости составляет 77,9 тыс.т, газа – 11,566 млн.м³. Обводненность продукции выросла до 48,0%. Среднегодовой дебит нефти снизился с 9,8 до 8,8 т/сут. Движение фонда характеризуется вводом из наблюдательного фонда скважины №51 и выбытием 4 скважин №№64, 66, 69, 74. Скважина №64 выбыла с июня 2025г с дебитом нефти 1,6 т/сут в связи с остановкой насоса, скважина выбыла в наблюдательный фонд. Скважина №66 выбыла в мае 2025г с дебитом нефти в 2,1 т/сут по

причине остановки работы насоса по дисбалансу тока. Скважина №69 выбыла в августе 2025г с дебитом нефти 3,1 т/сут по причине остановки насоса по перегрузу. Скважина №74 выбыла в сентябре 2025г с дебитом нефти 2,8 т/сут по причине остановки насоса по перегрузу. Все скважины находятся в наблюдательном фонде и ожидают проведение ПРС. Таким образом фонд добывающих скважин на конец года составил 11 ед. Коэффициент эксплуатации и использования составляют 0,97 и 1,00 д.ед. соответственно. Фонд нагнетательных скважин составляет 2 единицы, средний коэффициент эксплуатации которых составляет 0,81 д.ед. В 2025г выполнен перевод 3 скважин №№41, 45, 60 под нагнетание. Работа скважин характеризуется снижением приемистости и увеличением устьевого давления, в связи с чем в ноябре 2025г выбыла 1 скважина №49. Приемистость скважины №49, отработавшей в течении 7 месяцев, снизилась с 63,2 до 0,3 м³/сут. Средняя приемистость скважин составляет 36,4 м³/сут. В 2025г на объект пробурена и опробована скважина №79. Ввод скважины выполнен 13.01.2025г с пусковым дебитом нефти 0,4 т/сут, который в дальнейшем снизился до 0,1 т/сут. За 90 дней отобрано 7,7 тыс.т нефти, 229,7 тыс.т жидкости и 781,3 м³ газа. Скважина не подтвердила наличие запасов в зоне ресурсов и была переведена в консервацию.

На рисунке 3.2.12 представлена динамика эксплуатации русловой зоны залежи с начала разработки.



Рисунок 3.2.12 – Технологические показатели разработки русловой зоны II объекта с начала разработки

III объект

III объект, представленный горизонтом Ю-III, содержит наибольшее количество извлекаемых запасов – 2 082,0 тыс.т. (70%) Горизонт Ю-III характеризовался увеличенной нефтеотдачей относительно других объектов ввиду высокой проницаемости коллекторов. Пик добычи нефти приходится на 2018г – 111,9 тыс.т., в котором было достигнуто максимальное значение количества добывающих скважин объекта – 11 ед. После 2018г

динамика уровней добычи нефти характеризуется снижением, связанным с ростом обводненности скважин. На дату отчета на объект приходится 37% текущей добычи нефти.

Ввиду улучшенных коллекторских свойств скважины объекта характеризуются высокими уровнями дебита нефти, в начале 2023г скважина №56 эксплуатировалась с дебитом нефти в 72,7 т/сут. Согласно анализу энергетического состояния залежей и опираясь на исторические данные по добыче нефти, можно сделать вывод об активности аквифера. Учитывая данный фактор согласно утверждённому «АР-2022г», предполагается дальнейшая разработка на естественном режиме.

В 2024г добыча нефти составила 41,2 тыс.т, жидкости – 249,1 тыс.т, газа – 9,065 тыс.т. Обводненность продукции составила 83,5%. Снижение добычи нефти обусловлено снижением уровней среднегодового дебита (21,4 т/сут), что связано естественным ухудшением коллекторских свойств, подтверждающееся результатами анализа ГДИС по скважинам №№56, 65. Фонд добывающих скважин составил 5 единиц. Коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 0,96 д.ед. В июле скважина №36Д выбыла по причине высокой обводненности. На 20.07.2024г дебит нефти скважины составил 4 т/сут при обводненности 98,0%. Газовый фактор составил 220,0 м³/т ввиду снижения ГФ в скважине №57.

В 2025г добыча нефти составила 31,9 тыс.т, жидкости – 231,8 тыс.т, газа – 10,806 тыс.т. Обводненность продукции составила 86,2%. Снижение добычи нефти обусловлено снижением уровней среднегодового дебита до 18,6 т/сут, что связано естественным ухудшением ФЕС. Фонд добывающих скважин составил 4 единицы, ввиду выбытия обводненной скважины №55. До выбытия скважина №55 работала с дебитом нефти 0,4 т/сут и обводненностью 99,3%. Коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 0,99 д.ед. Газовый фактор составил 339,0 м³/т ввиду увеличения ГФ в скважине №57.

На рисунке 3.2.13 приведена динамика разработки объекта с начала разработки.



Рисунок 3.2.13 – Технологические показатели разработки III объекта с начала разработки

Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки месторождения за 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	95,8	86,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,2	3,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	89,6	83,0
4	<i>мехспособом</i>	83,1	70,9
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2020,1	2107,0
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	718,7	789,6
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,263	0,274
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,2	1,1
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,2	2,9
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	8,9	8,9
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	67,4	70,3
12	Добыча газа, млн.м ³	22,768	23,923
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	732,179	756,883
14	Газовый фактор, м ³ /т	237,8	275,3
15	Добыча жидкости, тыс.т	366,3	368,3
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	10,9	4,5
17	<i>из переходящих скважин</i>	355,4	363,8
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	4156,3	4524,8
19	Обводненность продукции (по весу), %	73,9	76,4
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	43,2	13,1
21	<i>переходящих скважин</i>	74,8	77,2
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	76,1	102,3
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1504,6	1606,9
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	88,8	91,2
25	Ввод новых добывающих скважин, ед.	6	3
26	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	3	1
27	<i>из наблюдательного фонда</i>	3	2
28	<i>из консервации</i>	0	0
29	Выбытие добывающих скважин, ед.	7	5
30	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0
31	<i>под закачку</i>	0	0
32	<i>в контрольный</i>	7	5
33	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	20	18
34	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	20	18
35	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	3
36	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0
37	<i>из добывающего фонда</i>	0	0
38	<i>из прочих категорий</i>	0	3
39	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	1
40	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	3
41	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	3
42	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	13,8	12,5
43	по жидкости	52,7	53,0
44	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	19,3	47,4
45	по жидкости	34,0	54,5
46	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	231,9	137,0
47	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,98
49	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,87	0,90
50	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00
51	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,90	0,87

Таблица 3.2.5 – Динамика основных показателей разработки I объекта за 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	0,4	1,6
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	0,4	1,6
4	<i>мехспособом</i>	0,4	1,6
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	42,5	44,0
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	39,1	40,7
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,118	0,122
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,1	0,4
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	2,9
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,0	13,3
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	78,0	81,0
12	Добыча газа, млн.м ³	0,027	0,261
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,416	0,677
14	Газовый фактор, м ³ /т	74,2	164,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	0,7	4,0
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
17	<i>из переходящих скважин</i>	0,7	4,0
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	99,0	103,0
19	Обводненность продукции (по весу), %	48,8	60,4
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-
21	<i>переходящих скважин</i>	48,8	60,4
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	-	-
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	-	-
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	2,4	2,4
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	1
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	1
31	<i>из консервации</i>	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0
33	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0
34	<i>на другой объект</i>	0	0
35	<i>под закачку</i>	0	0
36	<i>в контрольный</i>	1	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	1
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	1
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
40	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0
41	<i>из добывающего фонда</i>	0	0
42	<i>из прочих категорий</i>	0	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,8	9,1
47	по жидкости	7,4	23,0
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-
49	по жидкости	-	-
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	-
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	-	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,78	0,95
53	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	-
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	-
56	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-

Таблица 3.2.6 – Динамика основных показателей разработки II объекта (всего) за 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	54,2	53,4
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,2	3,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	48,0	49,5
4	<i>мехспособом</i>	54,2	49,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	527,4	580,8
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	329,1	378,7
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,146	0,161
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,5	1,5
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	6,4	6,3
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,5	16,7
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	62,2	68,5
12	Добыча газа, млн.м ³	13,677	12,855
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	167,650	181,287
14	Газовый фактор, м ³ /т	252,4	240,5
15	Добыча жидкости, тыс.т	116,6	132,6
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	10,9	4,5
17	<i>из переходящих скважин</i>	105,6	128,0
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1080,2	1213,0
19	Обводненность продукции (по весу), %	53,5	59,7
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	43,2	13,1
21	<i>переходящих скважин</i>	54,6	61,3
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	76,1	102,3
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1474,5	1576,8
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	51,5	63,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	106,3	101,8
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	60,0	62,4
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	4	2
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	3	1
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	1	1
31	<i>из консервации</i>	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	4
33	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0
34	<i>на другой объект</i>	0	0
35	<i>под закачку</i>	0	0
36	<i>в контрольный</i>	3	4
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	15	13
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	15	13
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	3
40	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0
41	<i>из добывающего фонда</i>	0	0
42	<i>из прочих категорий</i>	0	3
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	1
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	3
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	3
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	11,0	10,6
47	по жидкости	23,6	26,2
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	19,3	47,4
49	по жидкости	34,0	54,5
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	231,9	137,0
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,97
53	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,87	0,90
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,90	0,87
56	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-

Таблица 3.2.7 – Динамика основных показателей разработки русловой зоны II объекта за 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	9,5	12,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	3,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	9,5	9,0
4	<i>мехспособом</i>	9,5	9,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	276,4	289,3
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	85,8	94,8
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,304	0,318
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,0	1,4
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,8	3,8
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	13,5	21,3
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	82,0	85,9
12	Добыча газа, млн.м ³	1,055	1,289
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	121,123	122,412
14	Газовый фактор, м ³ /т	111,1	99,7
15	Добыча жидкости, тыс.т	38,5	54,6
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	4,3
17	<i>из переходящих скважин</i>	38,5	50,3
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	619,8	674,4
19	Обводненность продукции (по весу), %	75,4	76,3
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	8,6
21	<i>переходящих скважин</i>	75,4	82,1
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	76,1	87,9
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1474,4	1562,3
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	176,4	144,7
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	189,6	186,3
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	4,8	7,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	1
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	1
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	0
31	<i>из консервации</i>	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
33	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0
34	<i>на другой объект</i>	0	0
35	<i>под закачку</i>	0	0
36	<i>в контрольный</i>	0	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
40	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0
41	<i>из добывающего фонда</i>	0	0
42	<i>из прочих категорий</i>	0	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	26,0	28,9
47	по жидкости	105,6	121,9
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	47,3
49	по жидкости	-	51,7
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	231,9	251,1
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,98
53	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	0,90
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,90	0,96
56	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-

Таблица 3.2.8 – Динамика основных показателей разработки нерусловой зоны II объекта за 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	44,7	40,5
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	6,2	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	38,5	40,5
4	<i>мехспособом</i>	44,7	40,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	250,9	291,5
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	243,4	283,9
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,093	0,108
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,7	1,5
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	8,7	7,9
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,7	15,6
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	49,1	57,0
12	Добыча газа, млн.м ³	12,622	11,566
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	46,528	58,875
14	Газовый фактор, м ³ /т	282,4	285,5
15	Добыча жидкости, тыс.т	78,0	77,9
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	10,9	0,2
17	<i>из переходящих скважин</i>	67,1	77,7
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	460,4	538,5
19	Обводненность продукции (по весу), %	42,7	48,0
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	43,2	96,6
21	<i>переходящих скважин</i>	42,6	47,9
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	14,5
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,1	14,6
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	14,2
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	2,0
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	55,2	55,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	4	1
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	3	0
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	1	1
31	<i>из консервации</i>	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	4
33	<i>в т.ч.: в консервацию</i>	0	0
34	<i>на другой объект</i>	0	0
35	<i>под закачку</i>	0	0
36	<i>в контрольный</i>	3	4
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	14	11
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	14	11
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	3
40	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0
41	<i>из добывающего фонда</i>	0	0
42	<i>из прочих категорий</i>	0	3
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	1
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	2
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	2
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	9,8	8,8
47	по жидкости	17,1	16,9
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	19,3	-
49	по жидкости	34,0	-
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	36,41
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,97
53	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,87	-
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,00
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,81
56	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	0,81

Таблица 3.2.9 – Динамика основных показателей разработки III объекта за 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	41,2	31,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	41,2	31,9
4	<i>мехспособом</i>	28,5	19,8
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1449,2	1481,0
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	350,4	370,2
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,396	0,405
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,1	0,9
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,0	1,5
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,1	5,0
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	69,6	71,1
12	Добыча газа, млн.м ³	9,065	10,806
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	559,949	570,755
14	Газовый фактор, м ³ /т	220,0	339,1
15	Добыча жидкости, тыс.т	249,1	231,8
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0
17	<i>из переходящих скважин</i>	249,1	231,8
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2975,9	3207,7
19	Обводненность продукции (по весу), %	83,5	86,2
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-
21	<i>переходящих скважин</i>	83,5	86,2
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	30,1	30,1
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	24,0	24,0
25	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	0
26	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0
27	<i>переводом из других объектов</i>	0	0
28	<i>из наблюдательного фонда</i>	2	0
29	<i>из консервации</i>	0	0
30	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	1
31	<i>в т.ч.: в консервацию</i>	0	0
32	<i>на другой объект</i>	0	0
33	<i>под закачку</i>	0	0
34	<i>в контрольный</i>	3	1
35	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	4
36	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	4
37	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
38	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0
39	<i>из добывающего фонда</i>	0	0
40	<i>из прочих категорий</i>	0	0
41	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
42	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0
43	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0
44	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	21,4	18,6
45	по жидкости	129,2	135,5
46	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-
47	по жидкости	-	-
48	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	-
49	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00
50	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,96	0,99
51	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-
52	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	-
53	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	-
54	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

В настоящей работе сопоставление фактических показателей с проектными показателями «АР-2024г» за период 2024-2025гг.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объектам и в целом по месторождению представлены таблицах 3.2.10-3.2.15 и на рисунках 3.2.14-3.2.19.

Месторождение

В целом по месторождению за период 2024-2025гг технологические показатели разработки по добыче нефти находятся на уровне проекта, отклонение факта от проекта не превышает 10%.

В 2024г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 23 скважин которыми планировалось отобрать 102,1 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти в 15,2 т/сут. Фактическая добыча нефти составила 95,8 тыс.т, что на 6,2% меньше проектного значения. Отставание факта от проекта обусловлено недостижением проектного фонда скважин в 23 единицы, на 3 скважины, и проектного дебита нефти на 10%. В 2024г предполагалось бурение 2 скважин №№77, 78, выполненное фактически, к тому же была введена в эксплуатацию скважина №75, пробуренная в 2023г и находящаяся на конец 2023г в освоении. Фонд добывающих скважин в 23 единицы на 3 скважины отстает от проектного значения, ввиду незапланированного выбытия скважин в связи с остановкой скважин II объекта на накопление и ростом обводненности скважин III объекта. Недостижение проектного значения среднесуточного дебита нефти связано с увеличением обводненности скважин. Фактическая обводненность в 73,9% на 4% больше проектной – 69,8%. По II объекту наблюдается передостигание проектных уровней по причине ввиду превышения фактического коэффициента эксплуатации – 0,97 д.ед. над проектным – 0,90 д.ед. По I объекту наблюдается недостижение проектных уровней в связи с недостижением проектного значения коэффициента эксплуатации 0,90 д.ед., при фактическом 0,78 д.ед. По III объекту также наблюдается недостижение проектных уровней добычи нефти ввиду роста обводненности скважин, составляющей 83,5% при проектном уровне в 75,6%. Добыча газа составила 22,768 млн.м³ при проектной 32,563 млн.м³, что объясняется недостижением фактической добычи нефти, а также отставанием фактического газового фактора на 25% от проектного в связи с недостижением проектной добычи газа по III объекту.

В 2025г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 22 скважины которыми планировалось отобрать 91,0 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти в 12,6 т/сут. Фактическая добыча нефти составила 86,9 тыс.т, что на 4,5% меньше проектного значения.

Отставание факта от проекта обусловлено недостижением проектного фонда скважин в 22 единицы, на 4 скважины. В 2025г не предполагалось бурения эксплуатационных скважин, фактически выполнено бурение скважины №81 в пределах русловой зоны II объекта из резервного фонда. Фонд добывающих скважин в 22 единицы на 4 скважины отстает от проектного значения, ввиду незапланированного выбытия скважин II объекта на накопление. Фактическая обводненность в 76,4% на 2,6% больше проектной – 73,8%. По II объекту наблюдается передостигание проектных уровней по причине ввиду превышения фактического коэффициента эксплуатации – 0,97 д.ед. над проектным – 0,90 д.ед., а также превышением фактического дебита нефти в 10,6 т/сут над проектным – 8,6 т/сут. По I объекту наблюдается недостижение проектных уровней в связи с недостижением проектного фонда на 1 единицу. По III объекту также наблюдается недостижение проектных уровней добычи нефти ввиду роста обводненности скважин, составляющей 86,2% при проектном уровне в 78,9% и недостижением проектного фонда, в связи с выбытием высокообводненной скважины. Добыча газа составила 23,923 млн.м³ при проектной 27,061 млн.м³, что объясняется недостижением фактической добычи нефти, а также отставанием фактического газового фактора на 7% от проектного в связи с недостижением проектной добычи газа по III объекту. В 2025г выполнено бурение и испытание оценочной скважины №79 в пределах II объекта, за период испытаний отобрано 7,7 тонн нефти, 229,7 тонн жидкости и 781,3 м³ газа. В период испытаний дебит скважины не превысил 0,4 т/сут, что не подтвердило наличие запасов в зоне ресурсов.

На 01.01.2026г отобрано 2 107,0 тыс.т нефти, 4 524,8 тыс.т жидкости и 756,883 млн.м³ газа. Накопленная закачка воды составляет 1 606,9 тыс.м³. Текущий КИН составляет 0,274 д.ед., при проектном – 0,276 д.ед. Выработанность запасов составляет 70,3% при проектном уровне в 70,7%.

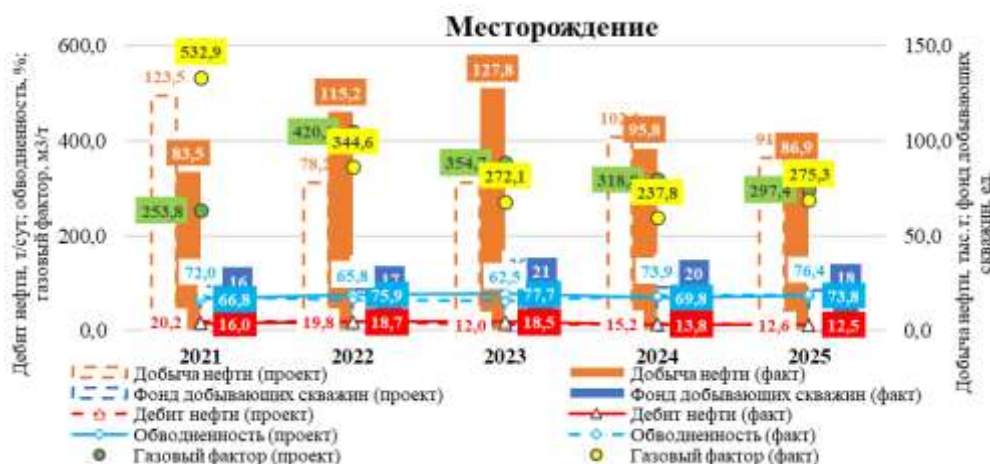


Рисунок 3.2.14 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

I объект

В 2024г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 2 скважин №№37, 45, которыми планировалось отобрать 1,9 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти 3,7 т/сут, фактически скважина №37 отработав 1 месяц, вместо запланированного года, выбыла в наблюдательный фонд по причине остановки насоса, скважина №45 выбыла в 2023г в наблюдательный фонд с низким дебитом нефти. Учитывая эксплуатацию 1 скважины в течении 1 месяца в 2024г наблюдается значительное отставание факта от проекта. Фактическая добыча нефти составила 0,4 тыс.т, при среднегодовом дебите нефти в 3,8 т/сут, отклонение факта от проекта составляет 80,7%. Фактическая обводненность продукции в 48,8% ниже проектной в 70,4%. Добыча газа составила 0,027 млн.м³ при проектной 0,011 млн.м³, что объясняется отставанием фактической добычи нефти от проектной. Коэффициент эксплуатации в 0,78 д.ед. отстаёт от проектного в 0,90 д.ед., в связи с периодической работой скважины №37 по причине остановки работы насоса.

В 2025г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 2 скважин №№37, 45, которыми планировалось отобрать 1,8 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти 3,4 т/сут. Фактически в 2025г в течении 6 месяцев работала одна скважина №37, средний дебит которой составил 9,1 т/сут. Несмотря на превышение среднего дебита нефти фактическая добыча нефти в 1,6 тыс.т отстает от проектной ввиду недостижения проектного фонда скважин. Фактическая обводненность продукции в 60,4% ниже проектной в 73,5%. Добыча газа составила 0,261 млн.м³ при проектной 0,011 млн.м³, что объясняется превышением фактического газового фактора над проектным уровнем. Коэффициент эксплуатации в 0,95 д.ед. превышает проектный уровень в 0,90 д.ед. На 01.01.2026г накопленная добыча нефти составила 44,0 тыс.т, жидкости – 103,0 тыс.т, газа – 0,677 млн.м³.

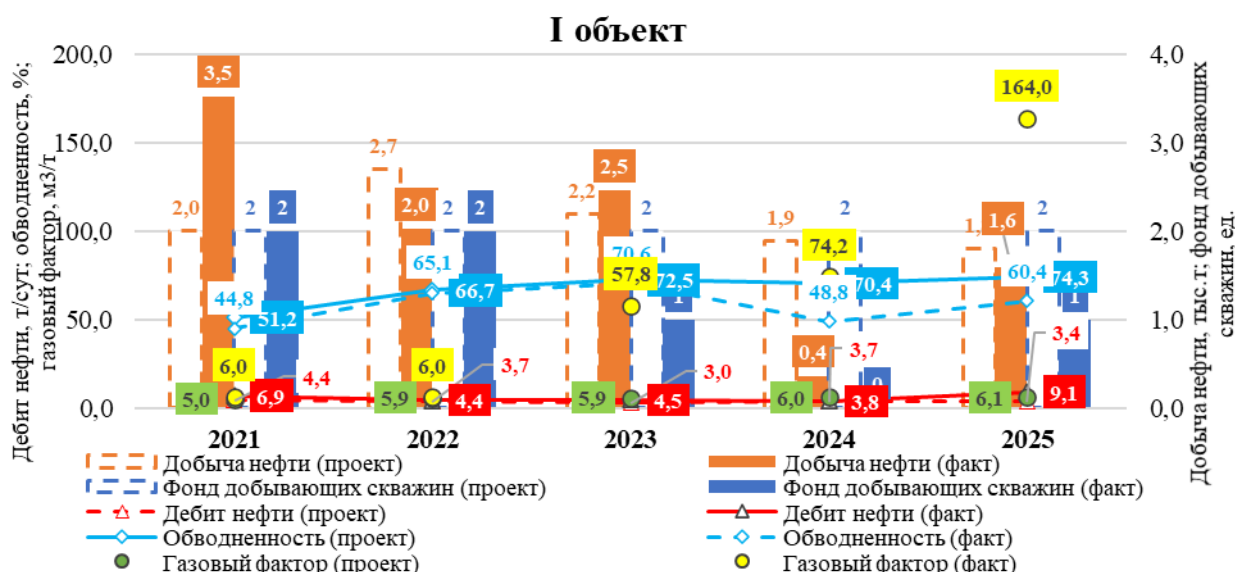


Рисунок 3.2.15 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I объекту разработки

II объект

В целом по объекту наблюдается передостигание проектных показателей как по русловой, так и по нерусловой зонам, ввиду эксплуатации новых скважин с более высокими дебитами нефти, ввода из бурения 1 резервной скважины, успешного проведения ГТМ на скважинах нерусловой зоны, а также более высокого уровня коэффициента эксплуатации в сравнении с проектом.

В 2024г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 16 скважин которыми планировалось отобрать 42,4 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти в 11,0 т/сут, который совпадает с фактическим дебитом нефти. Фактическая добыча нефти составила 54,2 тыс.т, что превышает проектное значение на 28%, ввиду более высоких значений коэффициента эксплуатации скважин. В 2024г предполагалось бурение 2 скважин №№77, 78, выполненное фактически, к тому же была введена в эксплуатацию скважина №75, пробуренная в 2023г и находящаяся на конец года в освоении. Средний дебит новых скважин составил 19,3 т/сут, при проектном значении 12,4 т/сут. Фонд добывающих скважин в 15 единиц на 1 скважину отстает от проектного уровня, ввиду незапланированного выбытия, в связи с остановкой скважин на накопление. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин находится на высоком уровне и составляет 0,97 д.ед., что выше проектного значения в 0,90 д.ед. Фактическая обводненность продукции в 53,5% незначительно ниже проектной в 55,6%. Добыча газа составила 13,677 млн.м³ при проектной 10,109 млн.м³, что объясняется передостиганием фактической добычи нефти.

В 2025г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 15 скважин которыми планировалось отобрать 38,6 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти в 8,6 т/сут. Фактическая добыча нефти составила 53,4 тыс.т, что выше проектного уровня на 38%, что связано с эксплуатацией скважин с более высокими уровнями дебита нефти, ввиду эксплуатации новой скважины русловой зоны с высоким дебитом нефти, а также превышением дебита нефти нерусловых залежей, что связано с более низкой обводненностью скважин в сравнении с проектом. В 2025 в рамках АР бурения эксплуатационных скважин не предполагалось. Средний дебит нефти скважин составил 10,6 т/сут. Фонд добывающих скважин в 13 единиц на 2 скважины отстает от проектного уровня, ввиду незапланированного выбытия, в связи с остановкой скважин на накопление. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин находится на высоком уровне и составляет 0,97 д.ед., что выше проектного значения в 0,90 д.ед. Фактическая обводненность продукции в 59,7% незначительно ниже проектной в 61,8%. Добыча газа составила 8,774 млн.м³ при проектной 12,855 млн.м³, что объясняется передостиганием фактической добычи нефти и газового фактора, составившего 240,5 м3/т, при проекте в

227,0 м³/т. В 2025г выполнено бурение и испытание оценочной скважины №79 в пределах нерусловых залежей II объекта, за период испытаний отобрано 7,7 тонн нефти, 229,7 тонн жидкости и 781,3 м³ газа.

Накопленная добыча по II объекту составляет 580,8 тыс.т, жидкости – 1 213,0 тыс.т, газа – 181,287 млн.м³.

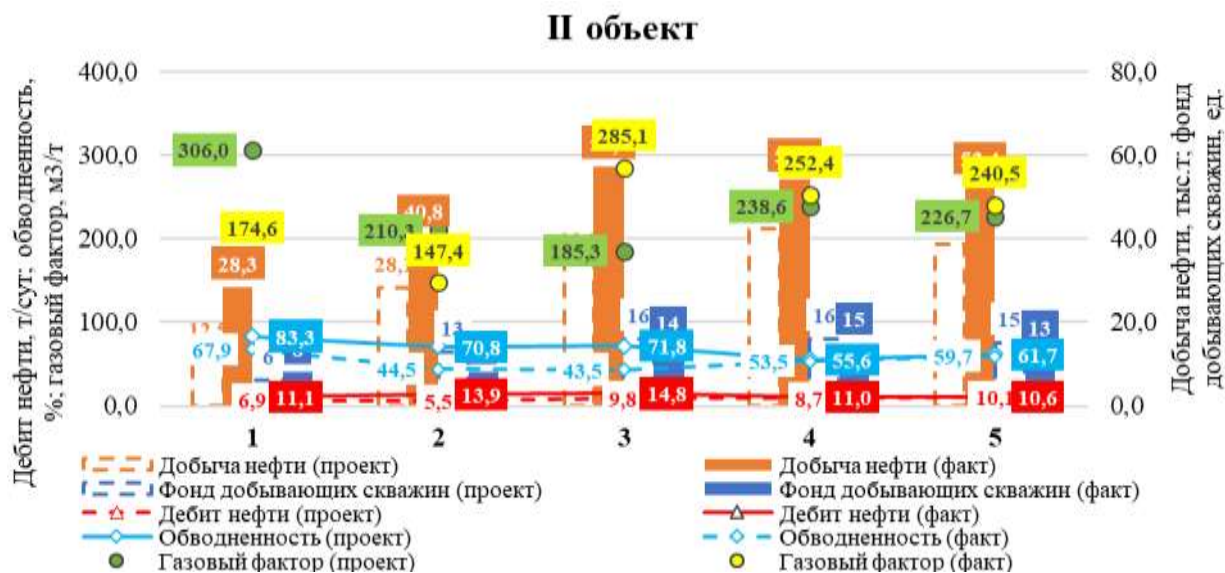


Рисунок 3.2.16 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II объекту разработки

II объект русло

В 2024г в рамках «АР-2024г» предполагалась дальнейшая эксплуатация единичной скважиной №273, которой планировалось добыть 4,9 тыс.т нефти, при этом фактическое значение в 9,5 тыс.т практически в 2 раза выше проектного уровня. Превышение проектного уровня связано с эксплуатацией скважины с дебитом нефти в 26,0 т/сут, что на 62% выше проектного уровня в 16,1 т/сут. Данное несоответствие вызвано изменением режима работы скважины. Фактическая обводненность продукции в 75,4% незначительно ниже проектной в 80,7%. Добыча газа составила 1,055 млн.м³ при проектной 0,799 млн.м³, что объясняется передостижением фактической добычи нефти. Коэффициент эксплуатации в 1,00 д.ед., превышает проектное значение в 0,95 д.ед.

В 2025г в рамках «АР-2024г» предполагалась дальнейшая эксплуатация единичной скважиной №273, которой планировалось добыть 3,8 тыс.т нефти. Фактическая добыча нефти составляет 12,9 тыс.т, что практически в 3 раза выше проектного уровня. Превышение плана обусловлено превышением фонда скважин на 1 единицу, эксплуатацией скважин с более высоким уровнем дебита нефти и высоким фактическим уровнем коэффициента эксплуатации. В 2025г была пробурена резервная скважина №81, пусковой дебит нефти которой составил 40,8 т/сут. Превышение фактического дебита нефти обусловлено эксплуатацией скважины №273 с более высоким дебитом нефти, а также

эксплуатацией новой скважины №81. Фактическая обводненность продукции в 76,3% ниже проектной в 84,2%. Добыча газа составила 1,289 млн.м³ при проектной 0,622 млн.м³, что объясняется передостижением фактической добычи нефти. Коэффициент эксплуатации в 0,98 д.ед., превышает проектное значение в 0,90 д.ед.

Накопленная добыча нефти по русловой зоне объекта составила 289,3 тыс., жидкости – 674,4 тыс.т, газа – 122,412 млн.м³.

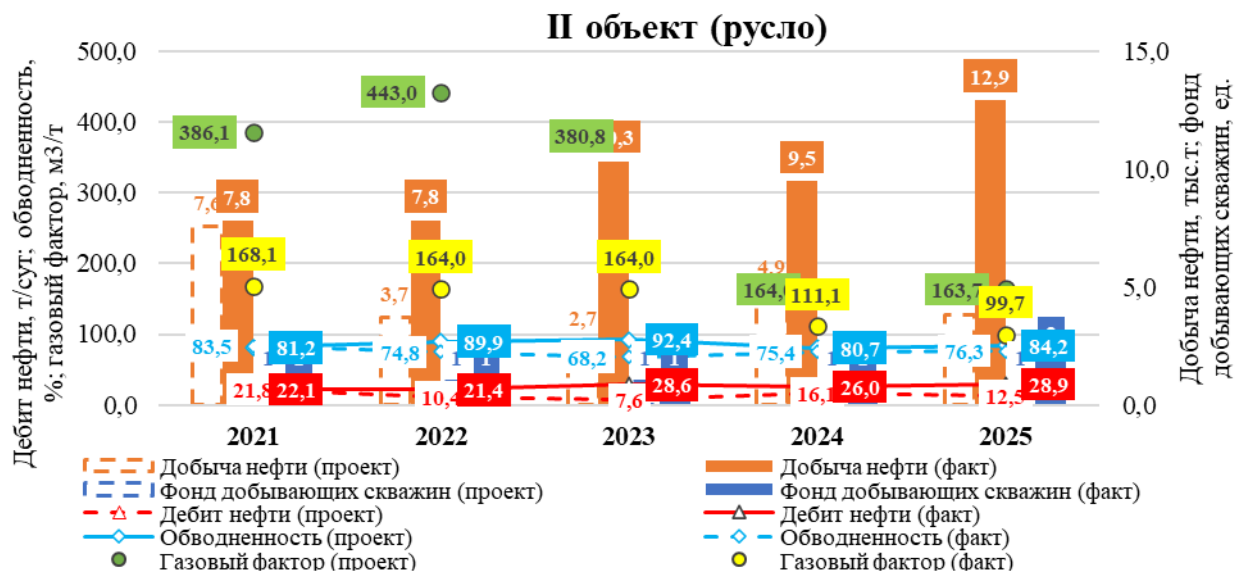


Рисунок 3.2.17 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по русловой зоне II объекта разработки

II объект нерусло

В 2024г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 15 скважин которыми планировалось отобрать 37,5 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти в 10,6 т/сут, фактический дебит при этом, незначительно отстает от данного уровня и составляет 9,8 т/сут. Фактическая добыча нефти составляет 44,7 тыс.т, что на 20% выше проектного значения, ввиду эксплуатации скважин с более высоким дебитом нефти и более высоким коэффициентом эксплуатации добывающих скважин. В 2024г предполагалось бурение 2 скважин №№77, 78, выполненное фактически, к тому же была введена в эксплуатацию скважина №75, пробуренная в 2023г. Фонд добывающих скважин в 14 единиц на 1 скважину отстает от проектного значения, ввиду незапланированного выбытия скважин, связанного с остановкой скважин под накопление. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин находится на высоком уровне и составляет 0,97 д.ед., что выше проектного значения в 0,95 д.ед. Фактическая обводненность продукции в 42,7% незначительно ниже проектной в 46,6%. Добыча газа составила 12,622 млн.м³ при проектной 9,310 млн.м³, что объясняется передостижением фактической добычи нефти, а также газового фактора, составившего 282,4 м³/т, при плане в 248,3 м³/т.

В 2025г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 14 скважин которыми планировалось отобрать 34,9 тыс.т нефти, при среднесуточном дебите нефти в 8,3 т/сут. Фактическая добыча нефти составляет 40,5 тыс.т, что на 16% выше проектного значения, ввиду эксплуатации скважин с более высоким дебитом нефти и более высоким коэффициентом эксплуатации добывающих скважин. В 2025г ввода эксплуатационных скважин из бурения не предполагалось. Фонд добывающих скважин в 11 единиц на 3 скважины отстает от проектного значения, ввиду незапланированного выбытия скважин, связанного с остановкой скважин под накопление. Средний дебит нефти скважин составляет 8,8 т/сут, что выше проектного значения на 6%. Данное превышение обусловлено эксплуатацией скважин с более низкой обводненностью. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин находится на высоком уровне и составляет 0,97 д.ед., что выше проектного значения в 0,95 д.ед. Фактическая обводненность продукции в 48,0% незначительно проектной в 54,8%. Добыча газа составила 12,622 млн.м³ при проектной 9,310 млн.м³, что объясняется передостижением фактической добычи нефти, а также газового фактора, составившего 282,4 м³/т, при плане в 248,3 м³/т. В 2025г с целью доразведки введена из бурения оценочная скважина №79, в период испытаний в течении 90 дней отобрано 7,7 тонн нефти, 229,7 тонн жидкости и 781,3 м³ газа. Пусковой дебит нефти скважины введенной 13.01.2025г составил 0,4 т/сут, который к апрелю снизился до 0,1 т/сут. В связи с неподтверждением запасов, скважина переведена в консервацию.

Накопленная добыча нефти по русловой зоне объекта составила 291,5 тыс., жидкости – 538,5 тыс.т, газа – 58,875 млн.м³.

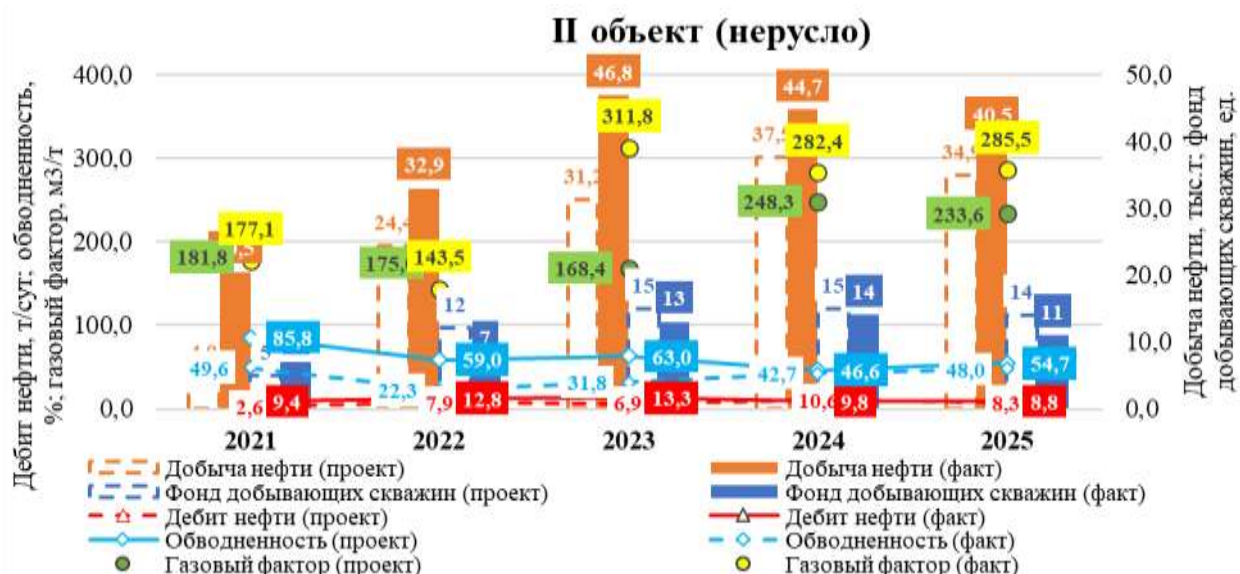


Рисунок 3.2.18 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по нерусловой зоне II объекта разработки

III объект

III объект обладает улучшенными коллекторскими свойствами в сравнении с остальными объектами. Дебиты нефти скважин объекта за анализируемый период достигали значения в 68,4 т/сут (№52). В целом за анализируемый период по объекту наблюдается недостижение проектных уровней добычи нефти.

В 2024г в рамках «АР-2024г» предполагалась эксплуатация 5 скважин которыми планировалось отобрать 57,9 тыс.т нефти, фактическое значение которого составило 41,2 тыс.т. Отставание факта от проекта обусловлено недостижением проектного дебита нефти составляющего 24,6 /сут. Фактический дебит нефти, составляющий 21,4 /сут отстает от проектного на 13% в связи с высоким темпом роста обводненности, выросшей до 93,1% и 97,6% в скважинах №№55, 65 соответственно. Фонд добывающих скважин в 5 единиц соответствует проектному уровню. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин находится на высоком уровне и составляет 0,96 д.ед., что выше проектного значения в 0,90 д.ед. Фактическая обводненность продукции в 83,5% выше проектной в 75,6%. Добыча газа составила 9,065 млн.м³ при проектной 22,442 млн.м³, что объясняется недостижением фактической добычи нефти, а также проектного значения ГФ в 387,7 м³/т, при фактической 220,0 м³/т.

В 2025г проектный уровень добычи нефти составил 50,5 тыс.т, фактический уровень отстает от плана на 47% и составляет 31,9 тыс.т. Недостижение проектных уровней связано с высоким темпом роста обводненности, ввиду чего по скважинам объекта наблюдается снижение дебитов нефти и выбытие скважин. Проектный фонд добывающих скважин составляет 5 единиц, фактическое значение отстает на 1 единицу, ввиду выбытия высокообводненной скважины №55. (до выбытия qн – 0,4 т/сут, обводненность – 99,3%). Среднесуточный дебит нефти скважин составил 18,6 т/сут, при плане в 23,0 т/сут. Фактическая обводненность составляет 86,2% при плане в 78,9%. В целях борьбы с нарастающей обводненностью в скважине №65 проведены РИР по ограничению водопритока, по скважине наблюдается незначительное снижение обводненности с 98,2 до 96,1%. Фактическая добыча газа составила 10,806 млн.м³ при плане в 18,277 млн.м³. Недостижение плана обусловлено отставанием фактической добычи нефти и уровня ГФ, составившего – 339,1 м³/т, при плане в 362,2 м³/т.

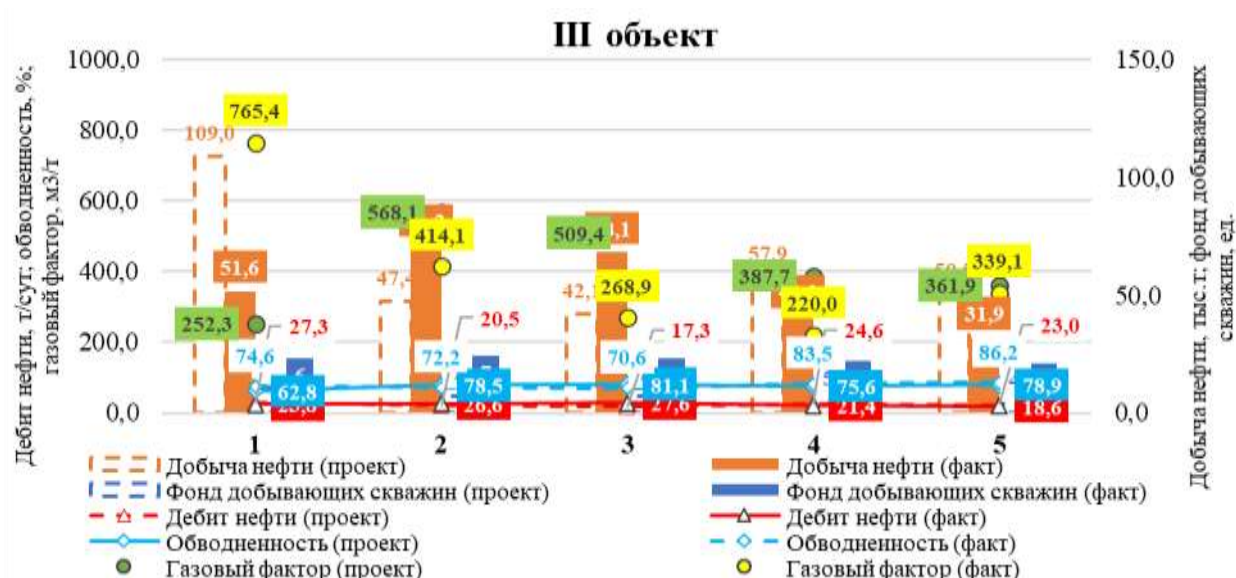


Рисунок 3.2.19 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по русловой зоне III объекта разработки

Горизонт Ю-II

По горизонту Ю-II в 2022г выполнены испытания запасов непромышленной категории скважиной №67, после чего в рамках «Прироста запасов...»-2023г, запасы C_2 были переведены в категорию C_1 . В общей сложности по скважине было отобрано 1,1 тыс.т нефти, 1,2 тыс.т жидкости, а также 4,1 млн.м³ газа.

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	102,1	95,8	91,0	86,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	1,9	6,2	0,0	3,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	100,3	89,6	91,0	83,0
4	<i>мехспособом</i>	79,0	83,1	80,9	70,9
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2026,5	2020,1	2117,5	2107,0
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	815,8	718,7	874,3	789,6
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,264	0,263	0,276	0,274
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,3	1,2	1,2	1,1
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,4	3,2	3,0	2,9
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,5	8,9	9,4	8,9
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	67,7	67,4	70,7	70,3
12	Добыча газа, млн.м3	32,563	22,768	27,061	23,923
13	Накопленная добыча газа, млн.м3	780,0	732,179	807,1	756,883
14	Газовый фактор, м3/т	318,8	237,8	297,5	275,3
15	Добыча жидкости, тыс.т	338,6	366,3	347,6	368,3
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,6	10,9	0,0	4,5
17	<i>из переходящих скважин</i>	336,0	355,4	347,6	363,8
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	4581,5	4156,3	4929,1	4524,8
19	Обводненность продукции (по весу), %	69,8	73,9	73,8	76,4
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	30,0	43,2	-	13,1
21	<i>переходящих скважин</i>	70,2	74,8	73,8	77,2
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	104,3	76,1	143,7	102,3
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	1524,9	1504,6	1668,6	1606,9
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	-	0,0	-	0,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	-	0,0	-	0,0
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	79,2	88,8	79,2	91,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	6	0	3
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	3	0	1
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	3	0	2
30	<i>из консервации</i>	0	0	0	0
31	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	7	1	5
32	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
33	<i>под закачку</i>	0	0	0	0
34	<i>в контрольный</i>	1	7	2	5
35	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	20	22	18
36	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	20	22	18
37	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	2	0	1	3
38	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0
39	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0
40	<i>из прочих категорий</i>	1	0	2	3
41	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	1
42	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	1	4	3
43	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	1	4	3
44	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	15,2	13,8	12,6	12,5
45	по жидкости	50,5	52,7	48,1	53,0
46	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	12,4	19,3	-	47,4
47	по жидкости	17,6	34,0	-	54,5
48	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут	154,5	231,9	119,3	137,0
49	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	1,00	0,90	1,00
50	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,97	0,90	0,98
51	в т.ч.: новых скважин	0,90	0,87	0,90	0,90
52	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,90	1,00	0,90	1,00
53	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,87
54	в т.ч.: новых скважин	0,90	0,00	0,90	0,00

Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	1,9	0,4	1,8	1,6
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	1,9	0,4	1,8	1,6
4	<i>мехспособом</i>	1,9	0,4	1,8	1,6
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	44,4	42,5	46,2	44,0
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>		39,1		40,7
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,123	0,118	0,128	0,122
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,5	0,1	0,5	0,4
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,5	0,7	3,3	2,9
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	15,9	3,0	18,0	13,3
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	81,6	78,0	84,9	81,0
12	Добыча газа, млн.м3	0,011	0,027	0,011	0,261
13	Накопленная добыча газа, млн.м3	1,514	0,416	1,525	0,677
14	Газовый фактор, м3/т	6,0	74,2	6,0	164,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	6,4	0,7	7,0	4,0
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
17	<i>из переходящих скважин</i>	6,4	0,7	7,0	4,0
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	104,2	99,0	111,2	103,0
19	Обводненность продукции (по весу), %	70,4	48,8	73,5	60,4
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	0,0	-	0,0
21	<i>переходящих скважин</i>	70,4	48,8	73,5	60,4
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	-	0,0	0,0	0,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	-	0,0	0,0	0,0
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	2,4	2,4	2,4	2,4
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	1
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	0	0	1
31	<i>из консервации</i>	0	0	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
33	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0
34	на другой объект	0	0	0	0
35	под закачку	0	0	0	0
36	в контрольный	0	1	0	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	0	2	1
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	0	2	1
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
40	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0
41	из добывающего фонда	0	0	0	0
42	из прочих категорий	0	0	0	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,7	3,8	3,4	9,1
47	по жидкости	12,5	7,4	12,7	23,0
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	0,0	-	0,0
49	по жидкости	-	0,0	-	0,0
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут	-	0,0	-	0,0
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,00	0,90	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,78	0,90	0,95
53	в т.ч.: новых скважин	-	0,00	-	0,00
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,0	-	0,0
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,0	-	0,0
56	в т.ч.: новых скважин	-	0,0	-	0,0

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	42,4	54,2	38,6	53,4
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	1,9	6,2	0,0	3,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	40,5	48,0	38,6	49,5
4	<i>мехспособом</i>	42,4	54,2	38,7	49,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	512,5	527,4	551,2	580,8
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	465,4	329,1	504,1	378,7
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,142	0,146	0,152	0,161
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,2	1,5	1,1	1,5
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,0	6,4	4,6	6,3
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,2	14,5	11,5	16,7
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	60,4	62,2	65,0	68,5
12	Добыча газа, млн.м3	10,109	13,677	8,774	12,855
13	Накопленная добыча газа, млн.м3	158,686	167,650	167,460	181,287
14	Газовый фактор, м3/т	238,6	252,4	227,0	240,5
15	Добыча жидкости, тыс.т	95,5	116,6	101,1	132,6
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,6	10,9	0,0	4,5
17	<i>из переходящих скважин</i>	92,8	105,6	101,1	128,0
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1140,4	1080,2	1241,5	1213,0
19	Обводненность продукции (по весу), %	55,6	53,5	61,8	59,7
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	30,0	43,2	-	13,1
21	<i>переходящих скважин</i>	56,4	54,6	61,8	61,3
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	104,3	76,1	143,7	102,3
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	1313,4	1474,5	1457,2	1576,8
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	87,4	51,5	117,6	63,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	91,8	106,3	93,8	101,8
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	50,2	60,0	50,2	62,4
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	4	0	2
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	3	0	1
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	1	0	1
31	<i>из консервации</i>	0	0	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	3	1	4

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
33	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0	0	0
34	<i>на другой объект</i>	0	0	0	0
35	<i>под закачку</i>	0	0	0	0
36	<i>в контрольный</i>	0	3	1	4
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	16	15	15	13
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	16	15	15	13
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	1	0	1	3
40	<i>в т.ч.: из бурения</i>	0	0	0	0
41	<i>из добывающего фонда</i>	0	0	0	0
42	<i>из прочих категорий</i>	1	0	1	3
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	1
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	1	4	3
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	1	4	3
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	11,0	11,0	8,6	10,6
47	по жидкости	24,8	23,6	22,5	26,2
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	12,4	19,3	-	47,4
49	по жидкости	17,6	34,0	-	54,5
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут	154,5	231,9	119,3	137,0
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	1,00	0,90	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,97	0,90	0,97
53	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	0,87	-	0,90
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	1,0	-	1,0
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,9	-	0,9
56	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	0,0	-	0,0

Таблица 3.2.13 - Сравнение проектных и фактических показателей по русловой зоне II объект за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	4,9	9,5	3,8	12,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	3,9
3	<i>из переходящих скважин</i>	4,9	9,5	3,8	9,0
4	<i>мехспособом</i>	4,9	9,5	3,8	9,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	260,0	276,4	263,8	289,3
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	252,9	85,8	256,7	94,8
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,286	0,304	0,290	0,318
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,5	1,0	0,4	1,4
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,4	2,8	1,1	3,8
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,9	13,5	4,9	21,3
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	77,2	82,0	78,3	85,9
12	Добыча газа, млн.м3	0,799	1,055	0,622	1,289
13	Накопленная добыча газа, млн.м3	120,554	121,123	121,176	122,412
14	Газовый фактор, м3/т	164,0	111,1	164,0	99,7
15	Добыча жидкости, тыс.т	25,2	38,5	24,0	54,6
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	4,3
17	<i>из переходящих скважин</i>	25,2	38,5	24,0	50,3
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	615,2	619,8	639,2	674,4
19	Обводненность продукции (по весу), %	80,7	75,4	84,2	76,3
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	0,0	-	8,6
21	<i>переходящих скважин</i>	80,7	75,4	84,2	82,1
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	74,8	76,1	66,6	87,9
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	1283,9	1474,4	1350,5	1562,3
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	-	176,4	-	144,7
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	-	189,6	-	186,3
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	4,8	4,8	4,8	7,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	1
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	1
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	0	0	0
31	<i>из консервации</i>	0	0	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
33	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0
34	на другой объект	0	0	0	0
35	под закачку	0	0	0	0
36	в контрольный	0	0	0	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	2
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	2
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
40	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0
41	из добывающего фонда	0	0	0	0
42	из прочих категорий	0	0	0	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	1	1
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	1	1
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	16,1	26,0	12,5	28,9
47	по жидкости	83,2	105,6	79,2	121,9
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	0,0	-	47,3
49	по жидкости	-	0,0	-	51,7
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут	0,0	231,9	191,9	251,1
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,90	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,90	0,98
53	в т.ч.: новых скважин	-	0,00	-	0,90
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,90	1,00
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,90	0,90	0,96
56	в т.ч.: новых скважин	-	0,00	-	0,00

Таблица 3.2.14 – Сравнение проектных и фактических показателей по нерусловой зоне II объект за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	37,5	44,7	34,9	40,5
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	1,9	6,2	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	35,6	38,5	34,9	40,5
4	<i>мехспособом</i>	37,5	44,7	34,9	40,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	252,5	250,9	287,4	291,5
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	212,4	243,4	247,3	283,9
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,093	0,093	0,106	0,108
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,4	1,7	1,3	1,5
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	7,3	8,7	6,8	7,9
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	12,7	14,7	13,5	15,6
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	49,4	49,1	56,2	57,0
12	Добыча газа, млн.м3	9,310	12,622	8,152	11,566
13	Накопленная добыча газа, млн.м3	38,132	46,528	46,284	58,875
14	Газовый фактор, м3/т	248,3	282,4	233,9	285,5
15	Добыча жидкости, тыс.т	70,2	78,0	77,1	77,9
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	2,6	10,9	0,0	0,2
17	<i>из переходящих скважин</i>	67,6	67,1	77,1	77,7
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	525,2	460,4	602,3	538,5
19	Обводненность продукции (по весу), %	46,6	42,7	54,8	48,0
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	30,0	43,2	-	96,6
21	<i>переходящих скважин</i>	47,3	42,6	54,7	47,9
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	29,6	0,0	77,2	14,5
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	29,6	0,1	106,8	14,6
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	32,1	0,0	79,6	14,2
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	4,9	0,0	15,1	2,0
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	45,4	55,2	45,4	55,2
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	4	0	1
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	2	3	0	0
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	1	0	1
31	<i>из консервации</i>	0	0	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	3	1	4

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
33	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0
34	на другой объект	0	0	0	0
35	под закачку	0	0	0	0
36	в контрольный	0	3	1	4
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	15	14	14	11
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	15	14	14	11
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	1	0	1	3
40	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0
41	из добывающего фонда	0	0	0	0
42	из прочих категорий	1	0	1	3
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	1
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	0	3	2
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	0	3	2
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	10,6	9,8	8,3	8,8
47	по жидкости	19,8	17,1	18,4	16,9
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	12,4	19,3	-	0,0
49	по жидкости	17,6	34,0	-	0,0
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут	90,0	0,0	90,0	36,4
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	1,00	0,90	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,97	0,90	0,97
53	в т.ч.: новых скважин	0,95	0,87	-	0,00
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,00	0,90	0,00
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,95	0,00	0,90	0,81
56	в т.ч.: новых скважин	0,95	0,00	-	0,81

Таблица 3.2.15 – Сравнение проектных и фактических показателей по III объекту за период 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	57,9	41,2	50,5	31,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	57,9	41,2	50,5	31,9
4	<i>мехспособом</i>	34,7	28,5	40,4	19,8
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1487,3	1449,2	1537,8	1481,0
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	350,4	350,4	370,2	370,2
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,406	0,396	0,420	0,405
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,6	1,1	1,4	0,9
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,8	2,0	2,4	1,5
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	8,9	6,1	8,5	5,0
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	71,4	69,6	73,9	71,1
12	Добыча газа, млн.м3	22,442	9,065	18,277	10,806
13	Накопленная добыча газа, млн.м3	603,384	559,949	621,661	570,755
14	Газовый фактор, м3/т	387,7	220,0	362,2	339,1
15	Добыча жидкости, тыс.т	236,8	249,1	239,5	231,8
16	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
17	<i>из переходящих скважин</i>	236,8	249,1	239,5	231,8
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3175,2	2975,9	3414,7	3207,7
19	Обводненность продукции (по весу), %	75,6	83,5	78,9	86,2
20	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	0,0	-	0,0
21	<i>переходящих скважин</i>	75,6	83,5	78,9	86,2
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	0,0	0,0		0,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3	30,1	30,1	30,1	30,1
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	-	0,0	-	0,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,7	0,0	0,7	0,0
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	26,6	24,0	26,6	24,0
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	2	0	0
28	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
29	<i>переводом из других объектов</i>	0	0	0	0
30	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	2	0	0
31	<i>из консервации</i>	0	0	0	0
32	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	3	0	1

№№ п/п	Показатели	Годы			
		«АР-2024г»			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
33	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0
34	на другой объект	0	0	0	0
35	под закачку	0	0	0	0
36	в контрольный	1	3	1	1
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	4
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	4
39	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
40	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0
41	из добывающего фонда	0	0	0	0
42	из прочих категорий	0	0	0	0
43	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
44	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
45	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0
46	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	24,6	21,4	23,0	18,6
47	по жидкости	100,6	129,2	109,4	135,5
48	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,0	0,0	0,0
49	по жидкости	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут	-	0,0	-	0,0
51	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	1,00	0,90	1,00
52	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,96	0,90	0,99
53	в т.ч.: новых скважин	-	0,00	-	0,00
54	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,0	-	0,0
55	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,0	-	0,0
56	в т.ч.: новых скважин	-	0,0	-	0,0

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Для анализа состояния выработки запасов нефти из пластов месторождения большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов. Состояние выработки запасов оценивается по результатам комплексного анализа всех видов исследований действующих скважин в совокупности с данными о начальном состоянии пластов и залежей, текущего состояния разработки.

Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категориям В+С₁ представлено на рисунках 3.2.15-3.2.16, извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ составляют 2786 тыс.т. Большая часть извлекаемых запасов по категориям В+С₁ сконцентрирована на III объекте, и составляют 74% (2082 тыс.т.) от общих извлекаемых запасов месторождения в целом.

Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату отчета значений КИН по объектам разработки представлено на рисунках 3.2.23-3.2.24. Накопленная добыча нефти с начала разработки по состоянию на 01.01.2026г по месторождению в целом составляет 2107,0 тыс. т, отбор от утвержденных извлекаемых запасов составляет 70,3%. В целом основная доля добычи нефти приходится на III объект 70% от общей накопленной добычи, и составляет 1481,0 тыс.т. Это связано что на данном объекте сосредоточена основные геологические и извлекаемые запасы нефти. Основные показатели выработки запасов нефти по объектам и по месторождению представлена в таблице 3.2.16.

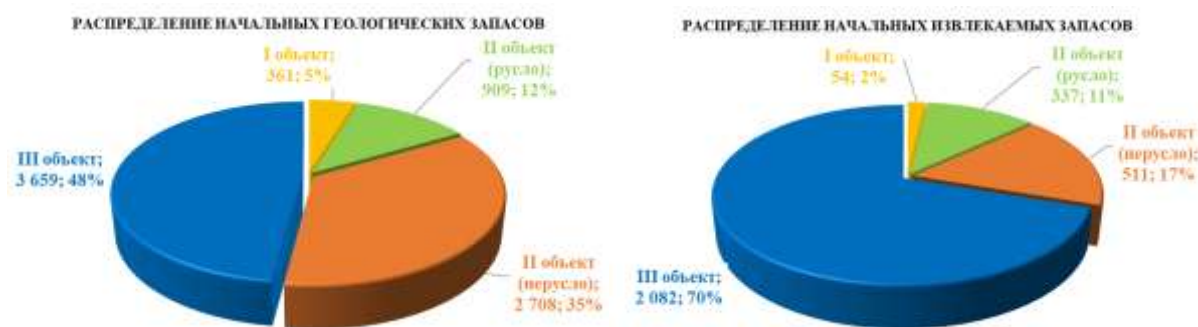


Рисунок 3.2.20 – Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки

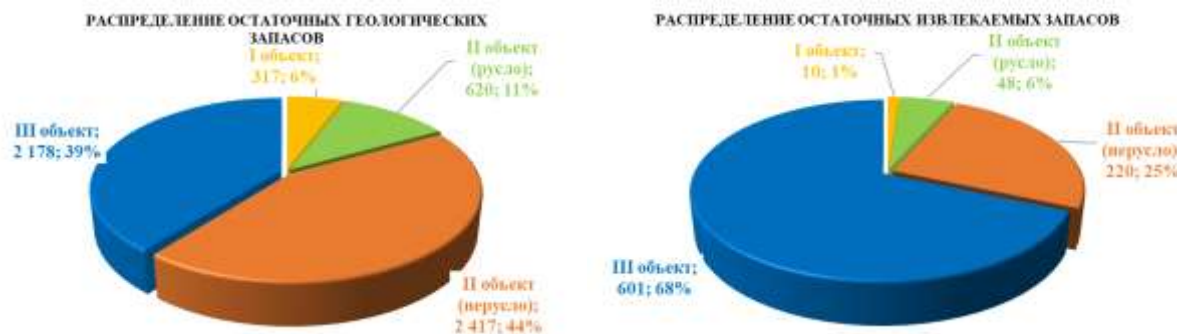


Рисунок 3.2.21 – Распределение остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки

Таблица 3.2.16 – Основные показатели выработки запасов нефти по объектам разработки

Наименования	Объекты					
	I	II (русло)	II (нерусло)	II	III	В целом
Начальные геологические запасы по категории В+С1, тыс.т	361	909	2 708	3 617	3 659	7 683
Начальные извлекаемые запасы по категории В+С1, тыс.т	54	337	511	848	2 082	2 995
Проектный КИН, доли ед.	0,150	0,370	0,188	0,235	0,569	0,390
Текущий КИН, доли ед.	0,122	0,318	0,108	0,161	0,405	0,274
Накопленная добыча нефти, тыс.т.	44,0	289,3	291,5	580,8	1 481,0	2 107,0
Отбор от НИЗ, %	81,0	85,9	57,0	68,5	71,1	70,3
Обводненность, %	60,4	76,3	48,0	59,7	86,2	76,4
Дебит нефти, т/сут	9,1	28,9	8,8	10,6	18,6	12,5
Кол. перебивавших в экспл. доб. скважин, ед.	3	4	27	30	14	38
Плотность сетки эксплуатационных скв, га/скв	22,2	19,2	25,1	25,2	25,4	31,0
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	10	48	220	267	601	888
Площадь нефтеносности, тыс.м2	666	769	6 789	7 558	3 562	11 786

I объект

На дату отчета накопленная добыча нефти в целом по объекту составляет 44,0 тыс. т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 81,0%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 76,5%, дебит по нефти 4,1 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,122 доли ед., при проектном значении 0,150 доли ед. Плотность сетки составляет 22,2 га/скв. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 10 тыс.т.

II объект (русло)

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 289,3 тыс.т., отбор от НИЗ оценивается на уровне 85,9%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 76,3%, дебит по нефти 28,9 т/сут. Плотность сетки составляет 19,2 га/скв. Значение текущего КИН составляет 0,318 доли ед., при утвержденном 0,370 доли ед.. Как видно в таблице 3.2.12 извлекаемые запасы русловой зоны данного объекта оцениваются в количестве 48 тыс.т.

II объект (нерусло)

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти по нерусловой зоне объекта составила 291,5 тыс.т., отбор от НИЗ оценивается на уровне 57,0% являющийся наименьшим показателем в сравнении с другими объектами ввиду низкой проницаемости залежей, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 48,0%, дебит по нефти составляет 8,8 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,108 доли ед., при утвержденном 0,188 доли ед. Плотность сетки составляет 25,1 га/скв. Остаточные извлекаемые запасы составили 220 тыс.т.

II объект

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 580,8 тыс.т., отбор от НИЗ на уровне 68,5%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 59,7%, дебит по нефти составляет 10,6 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,161 доли ед., при утвержденном значении 0,235 доли ед. Плотность сетки составляет 25,2 га/скв. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 267 тыс.т.

По скважинам нерусловой зоны II объекта, по которым ведется совместная разработка горизонтов Ю-0-2а, Ю-0-2б и Ю-I, рекомендуется выполнять постоянный контроль выработкой пластов.

По скважинам №№35, 38, 46, 50, 77 имеются PLT исследования, на основе которых выполнено разделение добычи по горизонтам.

Распределение фонда скважин по эксплуатируемым горизонтам:

Ю-0-2а – 2 скважины: №№41, 48;

Ю-0-2б – 8 скважин: №№35, 36, 45, 58, 74, 75, 76, 81;

Ю-I – 3 скважины: №№51, 56, 68;

Ю-0-2а/ Ю-0-2б совместно – 16 скважин: №№46, 49, 50, 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 69, 73, 75, 77, 280, 36Д, 38, 78;

Ю-0-2б/ Ю-I совместно – 1 скважина: №75.

Накопленная добыча по горизонту Ю-0-2а составляет 90,4 тыс.т нефти, что соответствует выработанности горизонта в 72,7%, текущий КИН составляет 0,138 д.ед., при утвержденном 0,188 д.ед.

По горизонту Ю-0-2б отобрано 450,0 тыс.т, что соответствует выработанности в 68,7%, текущий КИН составляет 0,173%, при утвержденном 0,188 д.ед.

По горизонту Ю-I отобрано 40,4 тыс.т, что соответствует выработанности в 58,2%, текущий КИН составляет 0,111%, при утвержденном 0,188 д.ед.

III объект

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 1481,0 тыс.т, отбор от НИЗ на уровне 71,1%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 86,2%, дебит по нефти 18,6 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,405 доли ед., при проектном значении 0,569 доли ед. Плотность сетки 25,4 га/скв. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 601 тыс.т.



Рисунок 3.2.22 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки

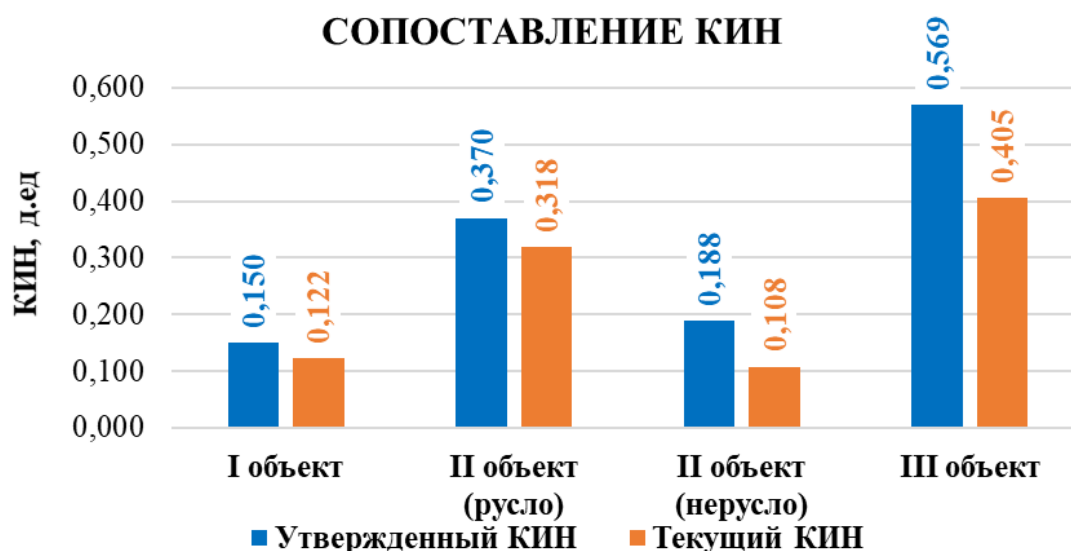


Рисунок 3.2.23 – Распределение КИН по объектам разработки

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С и Назарова-Сипачева. Анализ проведен на основе запасов утвержденных ГКЗ РК в рамках «Пересчёта запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2025г.» (Протокол ГКЗ РК №2777-25-У от 06.11.2025г).

Построенные характеристики вытеснения на 01.01.2026г по каждому объекту дифференцированно вышеуказанными способами приведены на рисунках 3.2.24 – 3.2.27.

Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки КИН (таблица 3.2.17).

Учитывая, что по всем методикам построения характеристик вытеснения получены различные значения вовлеченных в процессе разработки запасов нефти, потенциальный КИН рассчитан как осредненный результат значений, полученных по разным методикам, с учетом режима работы залежи и сложившейся системы разработки.

Таблица 3.2.17 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам

Показатели	Объекты					В целом
	I	II-русло	II-нерусло	II (в целом)	III	
Утвержденные НГЗ, тыс.т	361	909	2 708	3 617	3 659	7 637
Утвержденные НИЗ, тыс.т	54	337	511	848	2 082	2 984
Утвержденный КИН, д.ед.	0,150	0,370	0,188	0,235	0,569	0,391
Накопленная добыча, тыс.т	44	289	291	581	1 481	2 106
Текущий КИН, д.ед.	0,122	0,318	0,108	0,161	0,405	0,276
Отбор от НИЗ, %	81,0	85,9	57,0	68,5	71,1	70,6
ОИЗ, тыс.т	10	48	220	267	601	878
Вовлеченные запасы, тыс.т	61	341	521	862	2 092	3 015
Потенциальный КИН, д.ед.	0,170	0,375	0,193	0,238	0,572	0,395
Потенциальные ОИЗ, тыс.т	17	51	230	281	611	909
Зависимость накопленной добычи от $L_n(ВНФ)$	запасы	0	351	387	739	2 081
	КИН	0,000	0,387	0,143	0,204	0,569
Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.	запасы	0	330	390	721	2 470
	КИН	0,000	0,363	0,144	0,199	0,675
Зависимость удельной добычи от накопленной	запасы	65	320	644	964	1 902
	КИН	0,180	0,352	0,238	0,267	0,520
Методика Максимова М.И.	запасы	54	430	889	1 319	2 063
	КИН	0,150	0,473	0,328	0,365	0,564
Методика Сазонова Б.Ф.	запасы	57	308	319	627	2 142
	КИН	0,158	0,338	0,118	0,173	0,585
Методика Камбарова Г.С.	запасы	69	305	498	802	1 894
	КИН	0,191	0,335	0,184	0,222	0,518

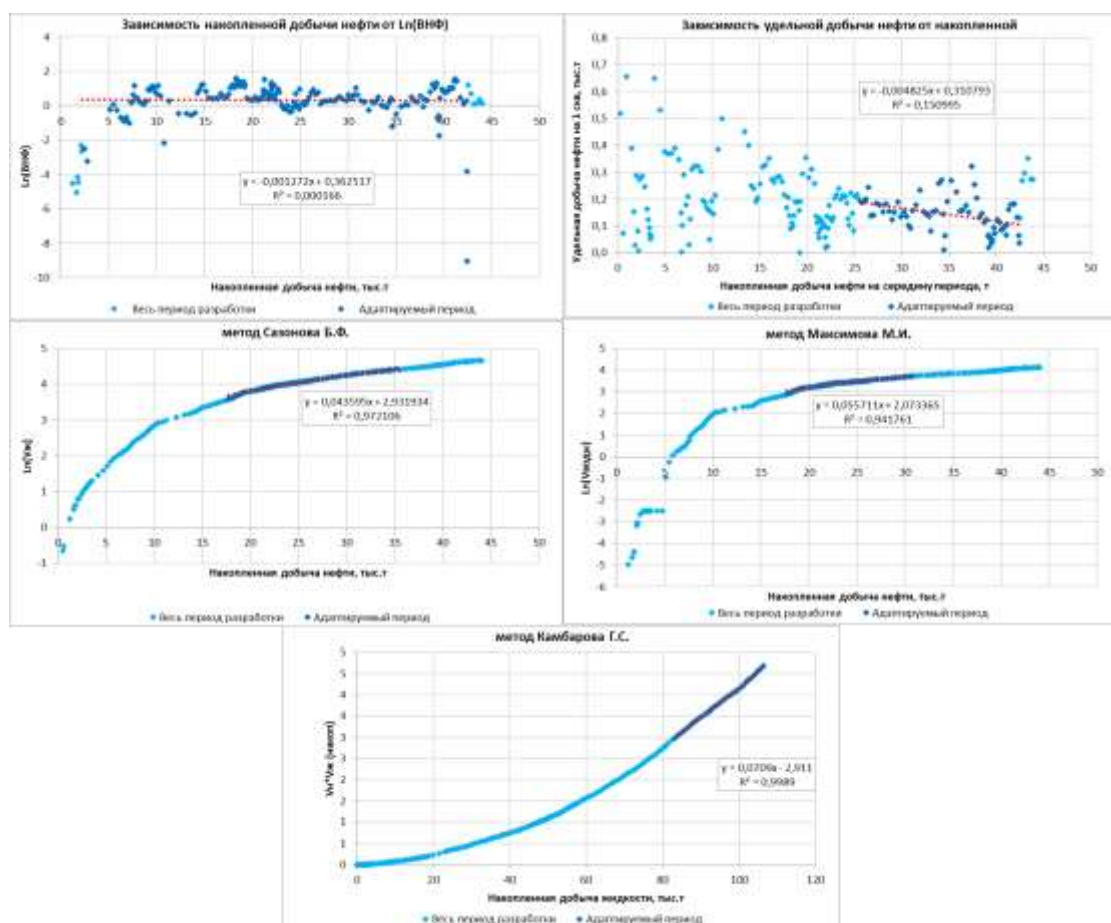


Рисунок 3.2.24 – Характеристики вытеснения по I объекту

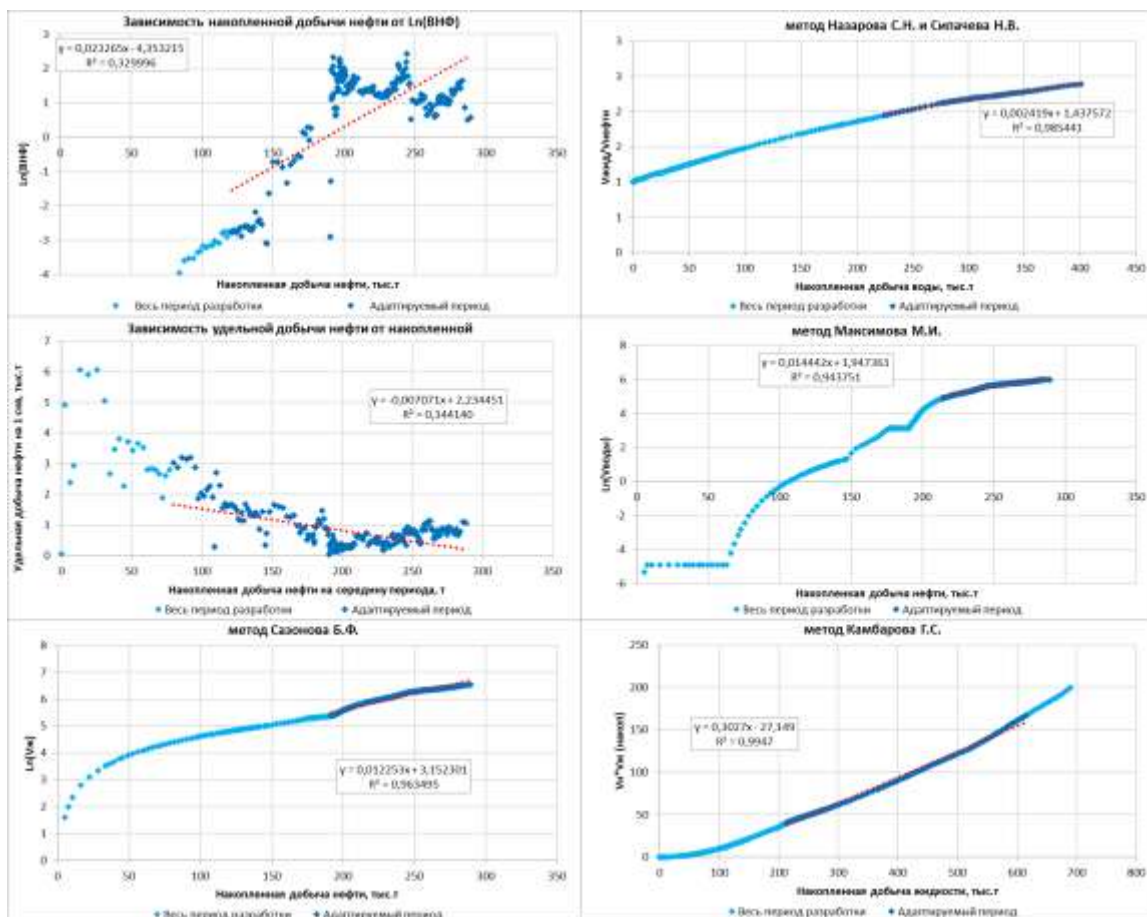


Рисунок 3.2.25 – Характеристики вытеснения по II объекту (русло)

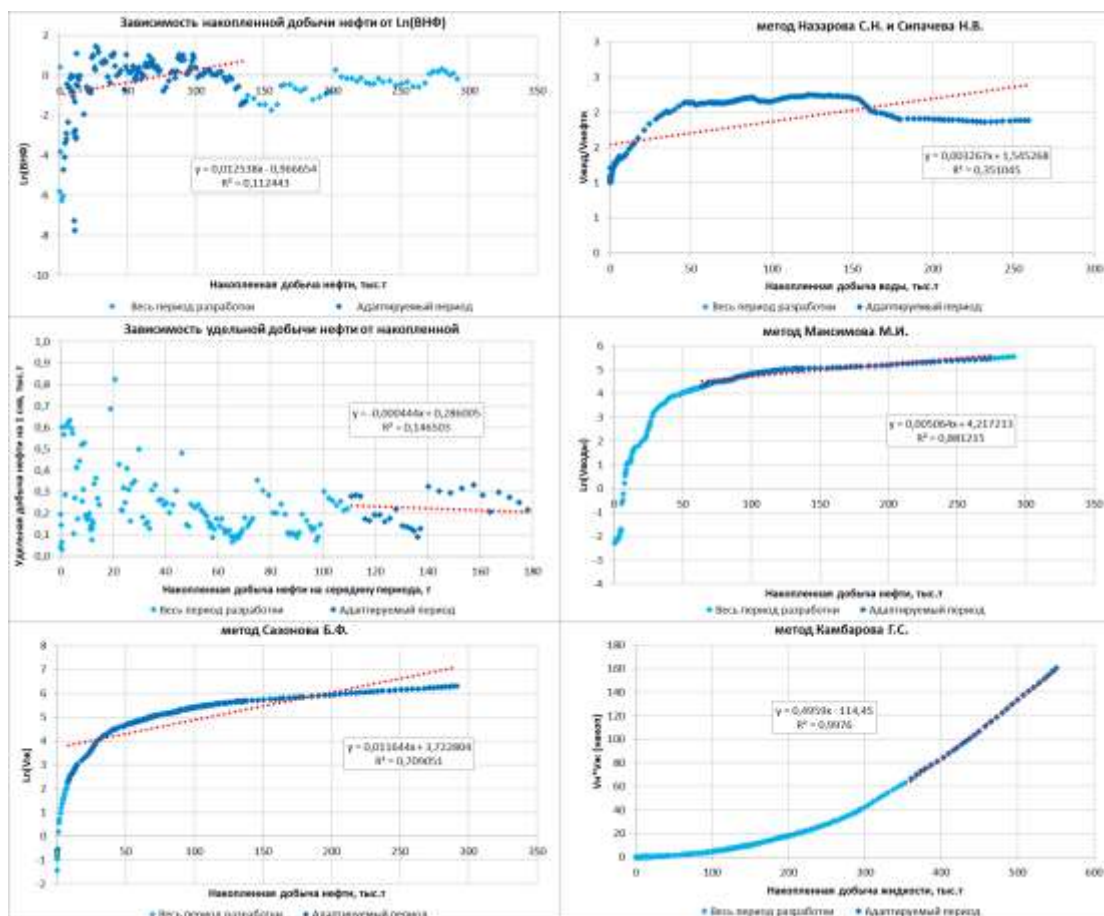


Рисунок 3.2.26 – Характеристики вытеснения по II объекту (нерусло)

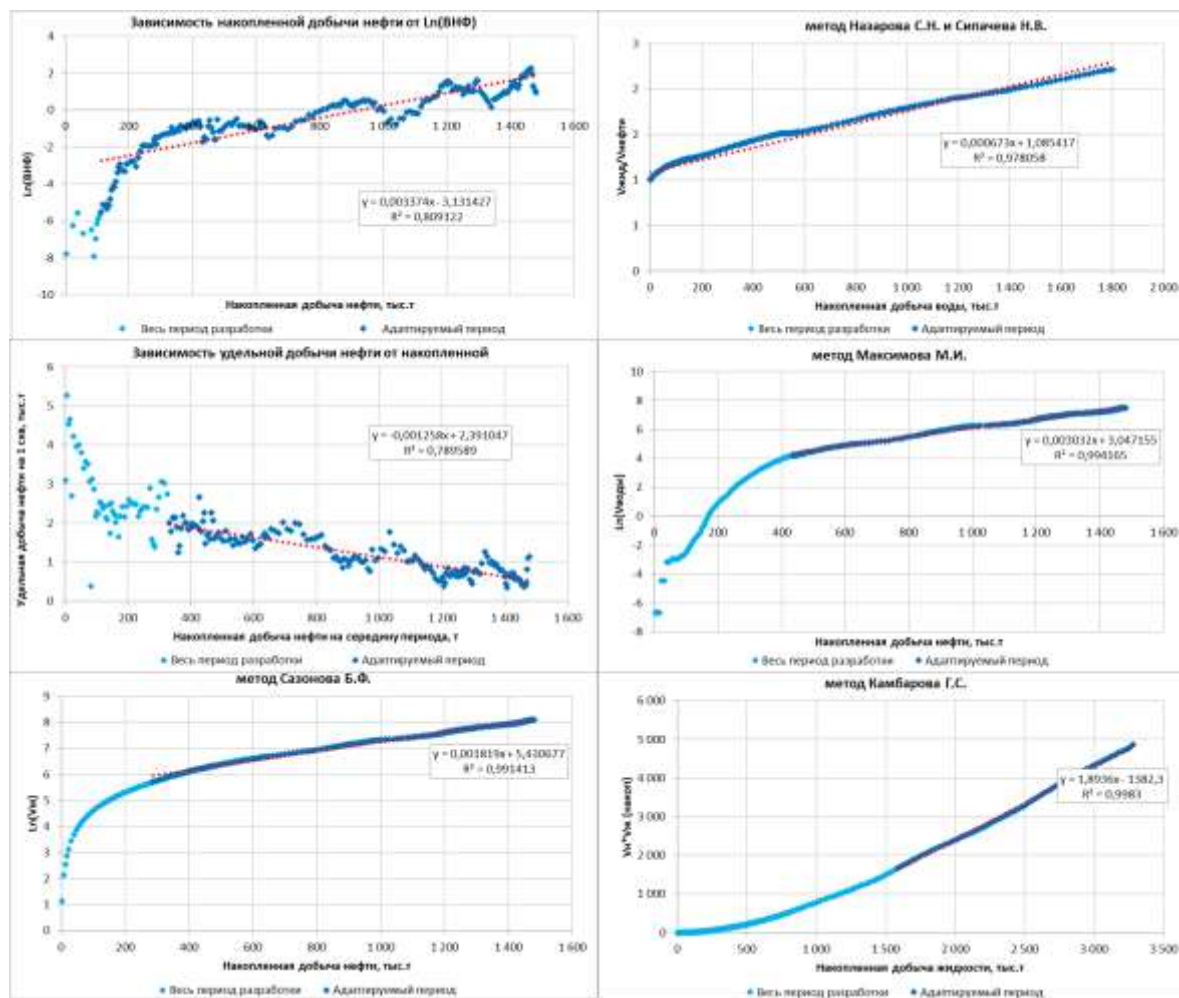


Рисунок 3.2.27 – Характеристики вытеснения по III объекту

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

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

Месторождение находится в промышленной разработке с 2007г.

Месторождение находится на II стадии разработки, для которой характерно стабильный уровень добычи нефти, увеличение фонда добывающих скважин за счет бурения, нарастание обводненности продукции скважин, перевод скважин на механизированный способ эксплуатации и выработанность более 50% запасов.

На дату анализа разработка месторождения ведется согласно уточненным технологическим показателям Анализа разработки – 2024г. Утвержденным вторым вариантом разработки предусмотрено уплотнение сетки скважин, усиление системы ППД в пределах нерусловой зоны II объекта, переводы скважин между объектами.

На момент составления Настоящего проекта:

1. Реализация проектного фонда в утвержденный период 2024-2025г выполнена на 100%, выполнен ввод из бурения всех проектных эксплуатационных скважин, предусмотренных в рамках АР-24г, а также выполнено бурение резервной скважины;
2. Основной способ эксплуатации – механизированный. Практически все скважины добывающего фонда, кроме новой скважины №81, эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН).
3. На дату составления проекта накопленная добыча в целом по месторождению составляет: нефти – 2 107,0 тыс.т, жидкости – 4 524,8 тыс.т, закачка воды – 1 606,9 тыс.м³. В целом, как показывает анализ данных, фактические показатели разработки не превышают проектный уровень более чем на 10%.
4. В пределах русловой зоны II объекта реализуется закачка воды на скважине №272. По объекту значительного снижение пластового давления от начального не наблюдается, что обусловлено эффективностью закачки воды и активностью законтурной воды, кроме того, ввиду наблюдается влияние на скважины нерусловой зоны, что подтверждает гидродинамическую связь между русловой и нерусловой зонами II объекта.
5. В 2025г в пределах нерусловой зоны II объекта выполнен перевод под закачку 3 скважин.

Анализ выработки запасов нефти с использованием отношения вовлеченных запасов нефти в разработку и начальных геологических запасов показывает, что по объектам, активно разрабатываемым достигаются значения КИН.

В рамках ПЗ-2025г были пересчитаны запасы, которые были определены по горизонтам в целом.

В целом, выполненный анализ показывает, что разработка месторождения проводится в определенной степени эффективно, но тем не менее требуется проведение дополнительных мероприятий с целью увеличения охвата пластов вытеснением. Для увеличения охвата пластов вытеснением и достижения утвержденного по месторождению КИН необходимо дополнительно ввести в эксплуатацию из бурения добывающие скважины. Следует отметить, что бурение каждой новой скважины также позволяет детализировать геологическое строение месторождения и эксплуатационных объектов, и влияет на последовательную трансформацию реализуемой системы разработки, направленной на выбор наиболее рационального и комплексного варианта использования недр.

На месторождении за отчетный период в качестве ГТМ проведены такие мероприятия, как: ввод скважин из бурения, ввод скважин из наблюдательного фонда и ремонтно-изоляционные работы. Критерием эффективности ГТМ в скважинах являлась дополнительная добыча нефти за время эффекта. Успешным по продолжительности эффекта проведенных мероприятий считалось то, после которого текущий дебит нефти после мероприятия оказался выше среднего дебита до ГТМ за 3 месяца эксплуатации. Дополнительная добыча нефти на конец года проведения ГТМ определялась как разница между фактической добычей, и базовой добычей с учетом эксплуатации скважин без проведения ГТМ.

За период 2024-2025гг проведено 10 мероприятий, в том числе 4 ввода из бурения, 5 вводов скважин из наблюдательного фонда и 1 мероприятие по изоляции водопритока.

За 2024г выполнен ввод 3 скважин №№75, 77, 78 из бурения на нерусловой зоне II объекта с проведением ГРП, в общей сложности добыча из новых скважин составила 6,2 тыс.т. Также выполнен ввод из наблюдательного фонда 3 скважин №№57, 64, 65, скважина №64 введена на нерусловую зону II объекта, 2 скважины №№57, 65 введены на III объект. Дополнительная добыча от ввода из наблюдательного фонда составила 2,4 тыс.т. В общей сложности дополнительная добыча от ГТМ в 2024г составила 8,5 тыс.т.

В 2025г выполнен ввод 1 скважины №81 из бурения на русловую зону II объекта с проведением ГРП, скважиной отобрано 4,0 тыс.т. Помимо бурения, выполнен ввод 2 скважин №№51, 37 из наблюдательного фонда на III и I объект соответственно.

Дополнительная добыча от ввода скважин из наблюдательного фонда составила 2 тыс.т. в скважине №65 выполнены работы по изоляции водопритока, после проведения ГТМ в скважине наблюдается незначительное снижение обводненности, дополнительная добыча от мероприятия составила 0,1 тыс.т. В общей сложности дополнительная добыча от ГТМ в 2025г составила 6,1 тыс.т.

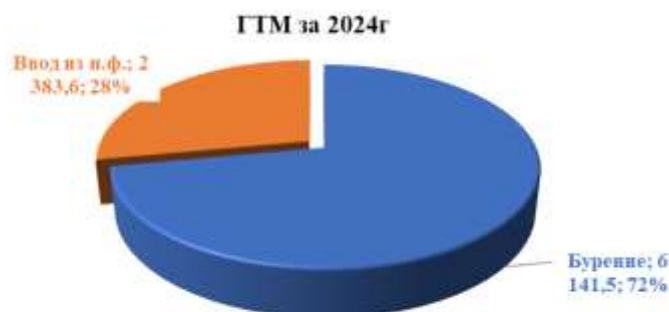


Рисунок 3.2.28 – Распределение дополнительной добычи от ГТМ за 2024г

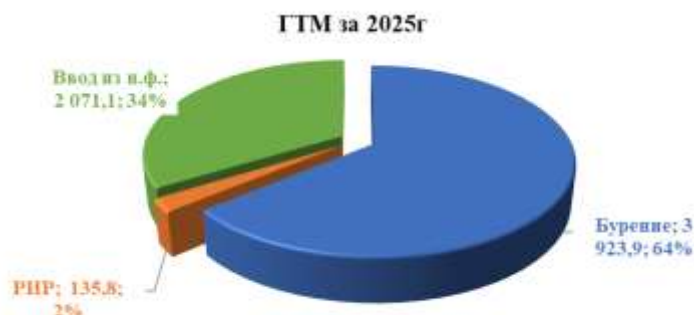


Рисунок 3.2.29 – Распределение дополнительной добычи от ГТМ за 2025г

Таблица 3.2.18 – Дополнительная добыча от ГТМ по скважинам, проведенных за период 2024-2025гг

№скв	Дата	Год	Вид мероприятия	Объем, кг	До ГТМ		После ГТМ		Дополнительная добыча на конец года, т
					qn, т/сут	Обв., %	qn, т/сут	Обв., %	
75	09.08.2024	2024	ВНС с ГРП	II	-	-	11,4	19,5	1884,0
77	25.09.2024	2024	ВНС с ГРП	II	-	-	21,7	63,9	2333,4
78	15.10.2024	2024	ВНС с ГРП	II	-	-	19,6	20,5	1924,1
57	27.04.2024	2024	Ввод из набл. фонда	III	10,5	84,7	21,5	83,1	1612,4
64	12.05.2024	2024	Ввод из набл. фонда	II	4,5	0,2	11,6	1,9	334,3
65	13.05.2024	2024	Ввод из набл. фонда	III	4,9	91,4	7	93	436,8
Итого за 2024г									8525,1
81	09.10.2025	2025	ВНС с ГРП	II	-	-	40,8	8,9	3923,9
65	02.10.2025	2025	РИР	III	98,2	96,1	2,3	2,0	135,8
51	15.04.2025	2025	Ввод из набл. фонда	II	-	-	2,1	95,3	738,8
37	10.07.2025	2025	Ввод из набл. фонда	I	-	-	6,7	72,2	1332,3
Итого за 2025г									6130,8

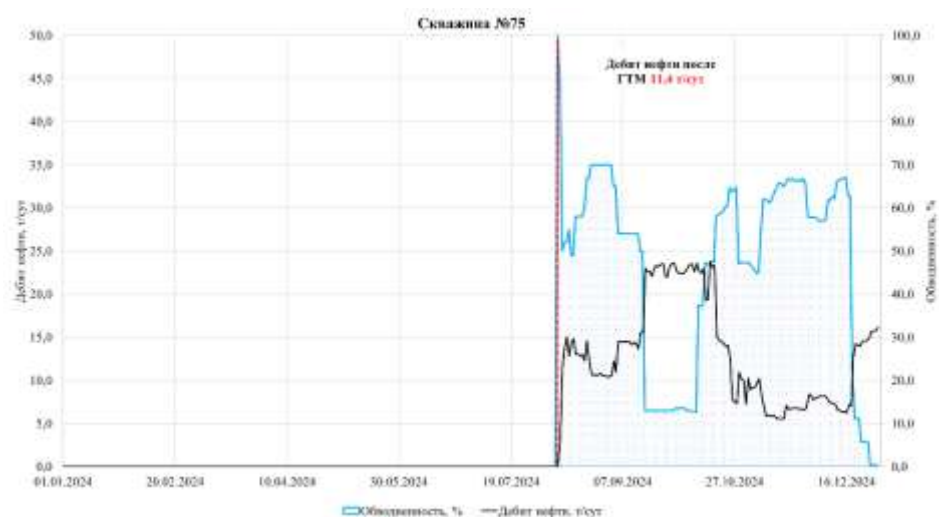


Рисунок 3.2.30 – Динамика работы скважины №75, введенной из бурения в 2024г

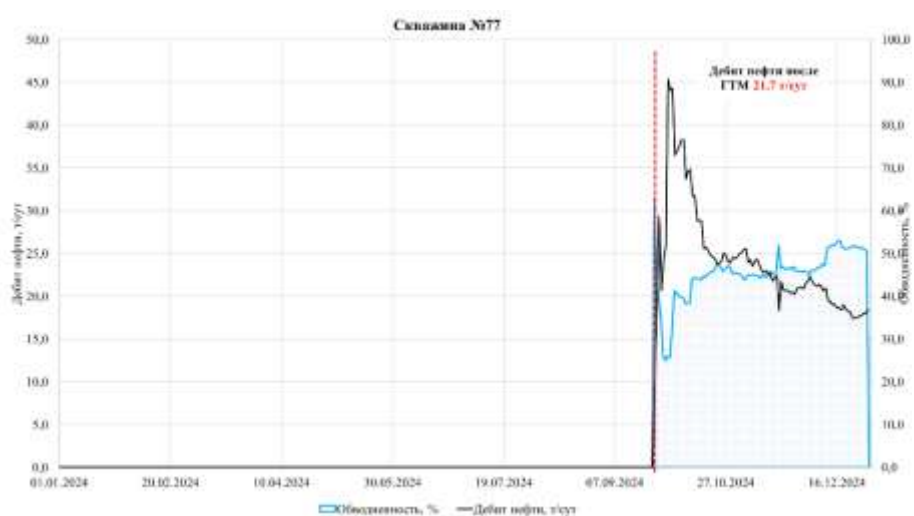


Рисунок 3.2.31 – Динамика работы скважины №77, введенной из бурения в 2024г

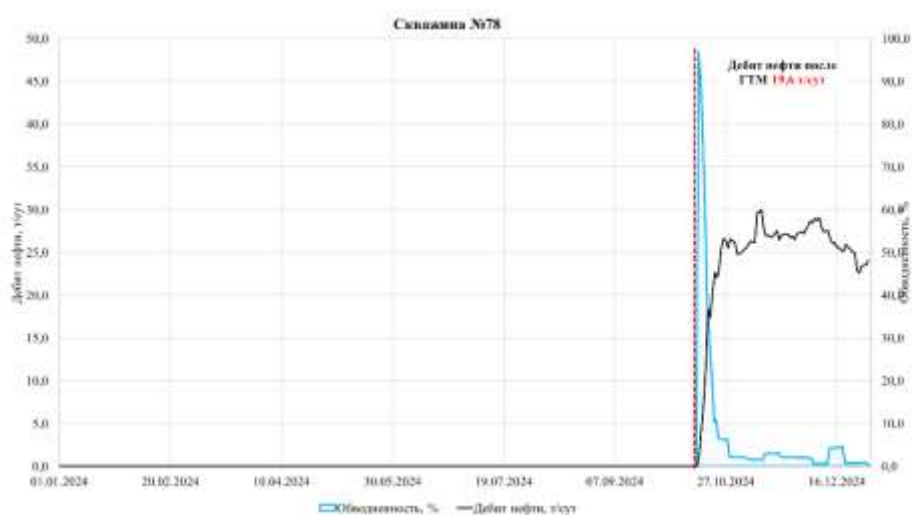


Рисунок 3.2.32 – Динамика работы скважины №78, введенной из бурения в 2024г

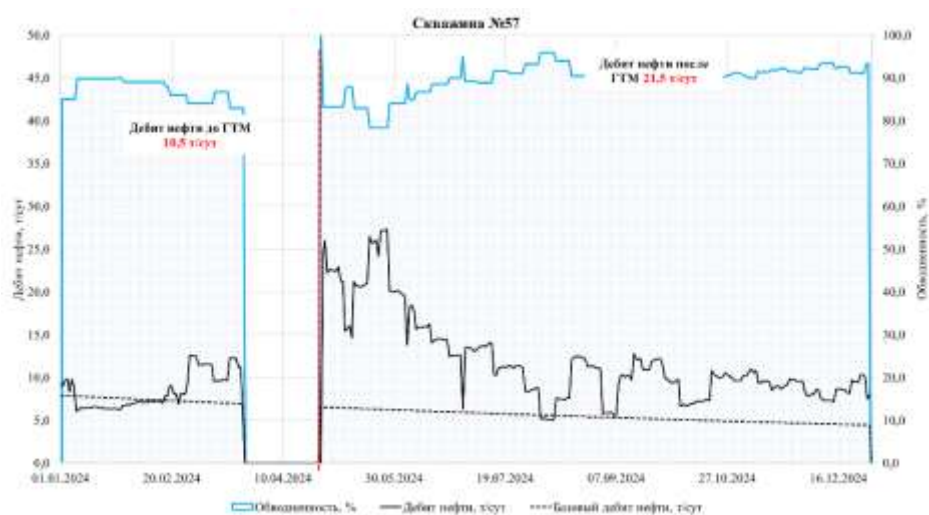


Рисунок 3.2.33 – Динамика работы скважины №57, введенной из наблюдательного фонда в 2024г

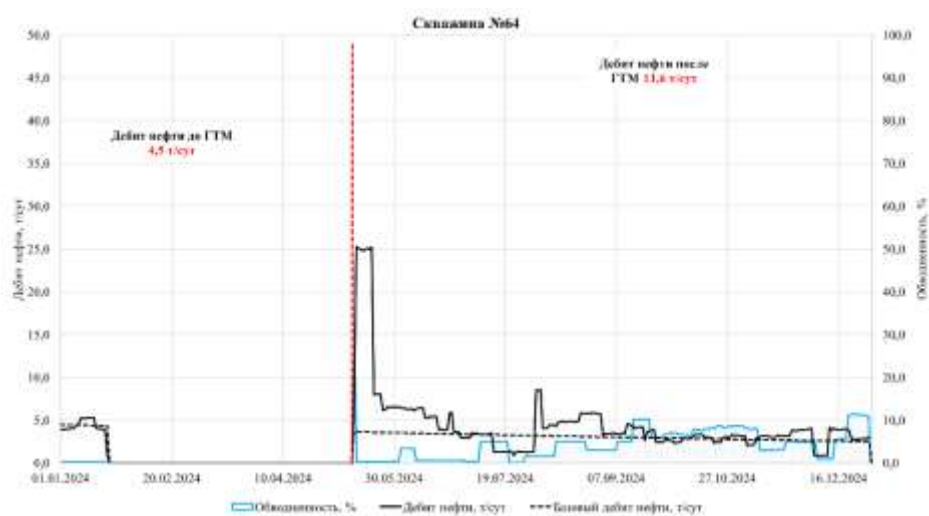


Рисунок 3.2.34 – Динамика работы скважины №64, введенной из наблюдательного фонда в 2024г

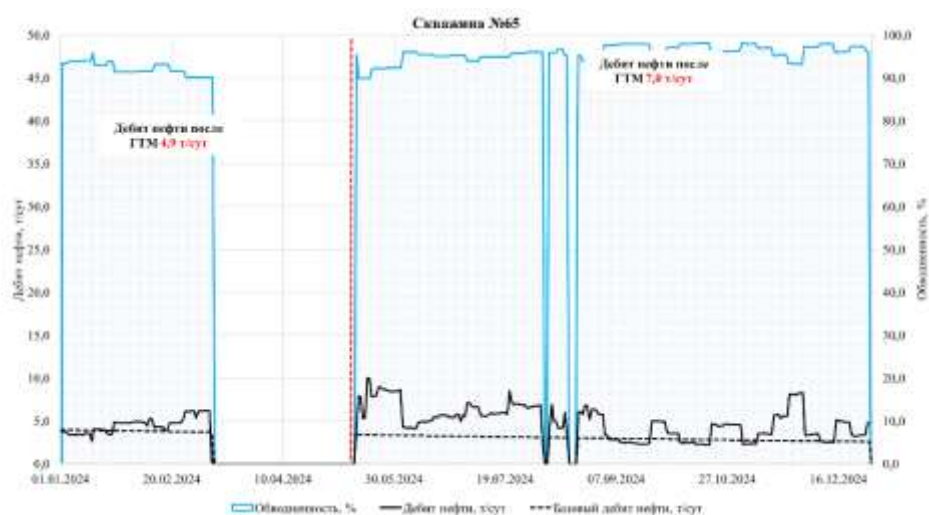


Рисунок 3.2.35 – Динамика работы скважины №65, введенной из наблюдательного фонда в 2024г

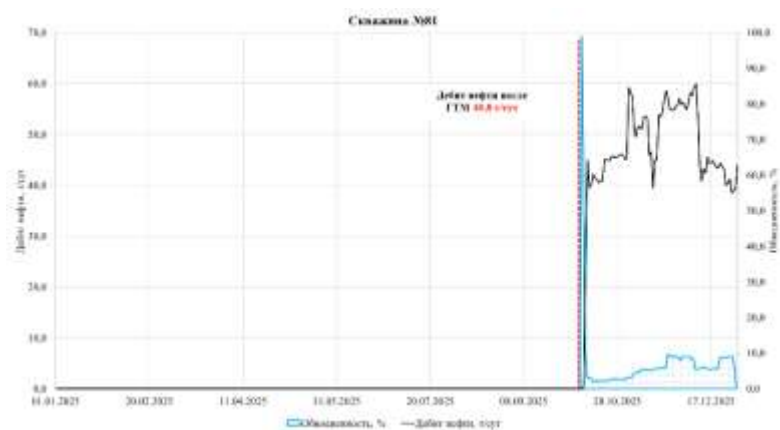


Рисунок 3.2.36 – Динамика работы скважины №81, введенной из бурения в 2025г

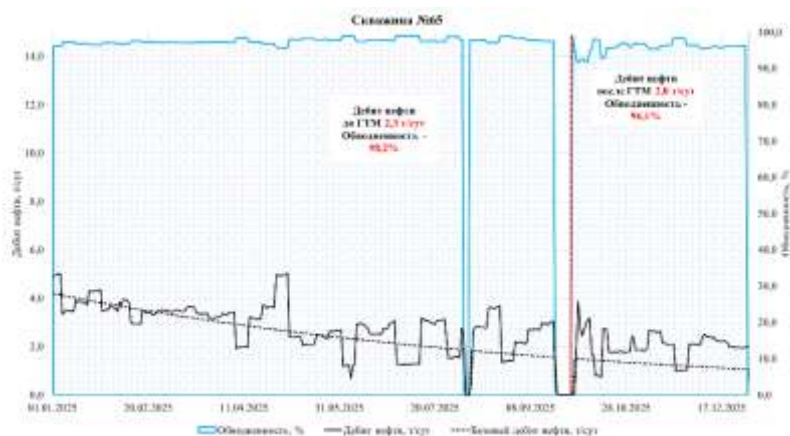


Рисунок 3.2.37 – Динамика работы скважины №65, при проведении РИР в 2025г

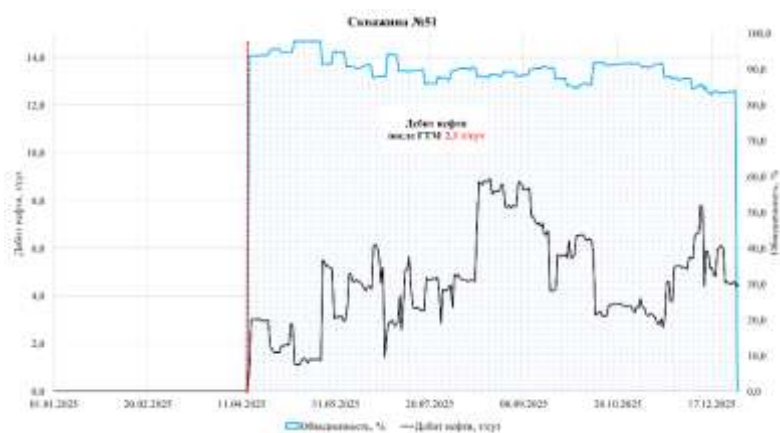


Рисунок 3.2.38 – Динамика работы скважины №51, введенной из наблюдательного фонда в 2025г

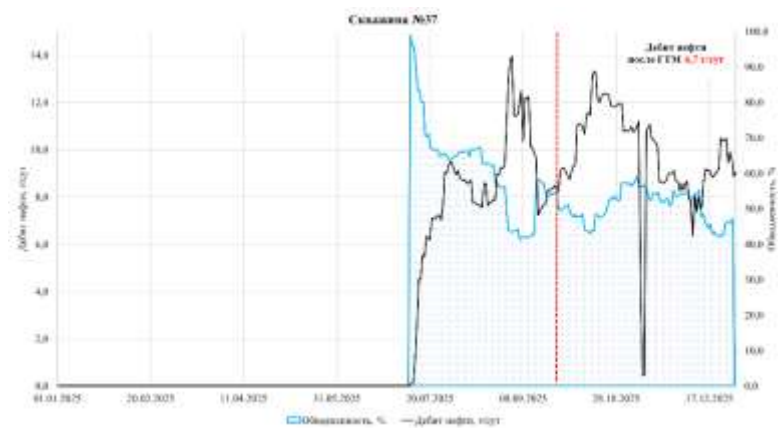


Рисунок 3.2.39 – Динамика работы скважины №37, введенной из наблюдательного фонда в 2025г

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождений, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется всей геолого-геофизической и геолого-промысловой информации, полученной по результатам бурения скважин по состоянию изученности на 01.01.2021 г. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

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

После чего, используя схему Стайлза, представляющую собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – долю вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

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

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

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

V_{π}^2 – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

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

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

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

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения

универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

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

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

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

Выбор наиболее рациональной системы разработки, как отдельных залежей, так и месторождения в целом напрямую зависит от правильного выделения эксплуатационных объектов. При выделении эксплуатационных объектов на месторождении Акшабулак Южный, наряду с экономической целесообразностью и технологической эффективностью на первый план выходит геологическое строение.

Согласно пересчету запасов, выполненного и утвержденного в ГКЗ в 2021г в результате детальной по пластовой корреляции с привлечением данных опробования и интерпретации промыслово-геофизических исследований по характеру насыщения, изучения положений стратиграфических границ и анализа свойств пластовых флюидов на газонефтяном месторождении Акшабулак Южный выделены следующие продуктивные горизонты:

- Залежь горизонта Ю-0-1, продуктивная по ГИС и опробованию в русле 13;
- Газонефтяная залежь горизонта Ю-0-2а и Ю-0-2б;
- Газонефтяная залежь горизонта Ю-I
- Нефтегазовый горизонт Ю-III.

Также в разрезе месторождения имеются залежи с небольшими запасами УВ непроизводственной категории, такие как М-I, М-II-1(а,б), Ю-II.

Залежи продуктивных горизонтов месторождения Акшабулак Южный представлены терригенными отложениями, относятся к типу пластовых, сводовых, стратиграфически и тектонически экранированных. Продуктивные залежи месторождения имеют сложное блочное строение, обусловленное дизъюнктивными нарушениями, наличием русловых отложений разной степени насыщенности, наличием газовых шапок (ГШ).

Согласно результатам опробования в оценочной скважине №67, получен промышленный приток дебита нефти в 4,5 т/сут, при обводненности 56,0%, в сентябре 2022г, который вырос до 24,8 т/сут, при обводненности 2,5% в декабре 2022г.

Ввиду различия фильтрационно-емкостных свойств, по результатам гидродинамических исследований, свидетельствующих о том, что средняя проницаемость объекта (301,6 мД) выше средних значений для I и II объектов (24,5 мД и 229,3 мД соответственно) и ниже средних значений для III объекта – 1925,4 мД и флюидальной модели, основываясь на которой выявлено, что горизонт характеризуется значением $R_{нас}$ в 15,3 МПа, что выше относительно параметров других объектов, горизонт Ю-II в рамках настоящего отчета выделен в самостоятельный объект.

С учетом характера залегания продуктивных горизонтов, их распространения по площади и ФЕС продуктивных коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов в настоящем отчете на месторождении Акшабулак Южный выделено четыре основных эксплуатационных объекта:

- **I объект** – горизонт Ю-0-1;
- **II объект** – горизонт Ю-0-2(а,б)+Ю-I;
- **III объект** – горизонт Ю-III;
- **IV объект** – горизонт Ю-II.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов на дату отчета

№№ п/п	Параметры	Объекты									
		I объект			II объект					III объект	IV объект
		<i>Ю-0-1</i> <i>нерусло</i>	<i>Ю-0-1</i> <i>русло 13</i>	<i>Ю-0-1</i> <i>русло 11</i>	<i>Ю-0-2а</i> <i>не русло</i>	<i>Ю-0-2б</i> <i>русло</i>	<i>Ю-0-2б</i> <i>не русло</i>	<i>Ю-1</i> <i>русло</i>	<i>Ю-1</i> <i>не русло</i>	<i>Ю-III</i> <i>не русло</i>	<i>Ю-II</i> <i>не русло</i>
1	Средняя глубина залегания, м	-1576,1	-1596,2	-1600,1	-1624,5	- 1632,7	-1633,1	- 1677,5	-1648,3	-1744,6	-1691,5
2	Тип залежи	пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная									
3	Тип коллектора	поровый (терригенный)									
4	Площадь газонасыщенности по категории В+С ₁ , тыс.м ³	190	-	-	155	321	916	-	206	1937	254
5	по категории С ₂ , тыс.м ³	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Площадь нефтенасыщенности по категории В+С ₁ , тыс.м ²	232	450	149	5288	769	6734	696	1138	3562	286
7	по категории С ₂ , тыс.м ³	105	-	-	554	-	-	-	-	561	1056
8	ГНК	-1584,3	-	-	-	- 1643,2	-1640,6	-	1652,2	-1728,6	-1700,8
9	ВНК	-1592,2	-1602,5	-1557,3	-1638,6	- 1649,1	-1655,4	- 1656,3	-1654,9	-1758,0	-1709,0
10	ГВК	-	-	-	-1640,6	-	-	-	-	-	-
11	Средняя общая толщина коллектора, м	2,5	21,6	39,7	2,4	17,7	6,2	18,3	5,3	15,9	13,1
12	Средняя газонасыщенная толщина, м	2,3	-	-	3,4	4	1,9	-	2,0	7,2	9,1
13	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1,0	14,6	4,9	2,4	13,7	3,3	5,3	3,3	10,2	3,7
14	Пористость по ГИС (нефть), доли ед.	0,24	0,26	0,21	0,23	0,3	0,24	0,23	0,25	0,25	0,27
15	Пористость по ГИС (газ), доли ед.	0,26	-	-	0,25	0,27	0,27	-	0,29	0,26	0,28
16	Пористость по керну (нефть), доли ед.	-	0,232	-	0,25	0,29	0,25	-	0,238	0,28	-
17	Пористость по керну (газ), доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,273	-
18	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,50	0,60	0,60	0,48	0,58	0,51	0,53		0,73	0,48
19	Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,55	-		0,5	0,52	0,55	0,54		0,85	0,48
20	Проницаемость по керну (нефть), 10 ⁻³ мкм ²	-	235,58	-	219,08	944,8	100,26	-	103,25	3699,9	-
21	Проницаемость по керну (газ), 10 ⁻³ мкм ²	-	-	-	-	-	-	-	4,1	5219,2	-
22	Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²										
23	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,1	0,51	0,73	0,15	0,64	0,2	0,55	0,18	0,67	0,44
24	Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,2	2	8	2,5	2,3	5,1	5,1	3,8	4,7	3,8
25	Пластовая температура, °С	77	75,9	-	74,3	78,3	77,3	77,3		81,5	78,5
26	Пластовое давление, МПа	13,7	17,4	12	16,3	16	16,8	16,9		15,5	20,4

№№ п/п	Параметры	Объекты									
		I объект			II объект					III объект	IV объект
		Ю-0-1	Ю-0-1	Ю-0-1	Ю-0-2а	Ю-0-2б	Ю-0-2б	Ю-1	Ю-1	Ю-III	Ю-II
		нерусло	русло 13	русло 11	не русло	русло	не русло	русло	не русло	не русло	не русло
27	Давление насыщения нефти газом, МПа	10,4	2,3	2,3	9,8	15,4	9,8	9,8	9,8	13,5	15,3
28	Газосодержание нефти, м³/т	102,2	13,7	43,2	100,9	182	100,9	100,9	100,9	166,5	209,9
29	Плотность нефти в пласт. усл., г/см³	0,717	0,763	0,750	0,683	0,668	0,683	0,683	0,683	0,685	0,639
30	Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с	0,91	2,04	1,30	0,89	0,40	0,89	0,89	0,89	0,60	0,30
31	Объемный коэф-т нефти, доли ед.	1,266	1,09	1,126	1,343	1,494	1,343	1,343	1,343	1,415	1,527
32	Плотность нефти в пов. усл., г/см³	0,816	0,802	0,806	0,822	0,821	0,822	0,822	0,822	0,816	0,797
33	Содержание в нефти серы, %	0,07		2,1	0,13					0,08	0,03
34	Содержание в нефти парафина, %	4,1		1,2	8,6					4,2	2,4
35	Плотность воды в пласт. усл., г/см³	-	-	-	1,0566	-	-	-	-	1,0693	-
39	НГЗ нефти (В+С₁), тыс.т	20	388	36	653	909	1690	137	228	3659	46
40	по категории С₂, тыс.т	3	-	-	64	-	-	-	-	447	204
41	НИЗ нефти (В+С₁), тыс.т	5,4	56	5	124,4	337	317	26	44	2082	11
42	по категории С₂, тыс.т	0,4	-	-	9	-	-	-	-	191	37,8
43	КИН (В+С₁), доли ед.	0,278	0,145	0,145	0,188	0,37	0,188	0,188		0,569	0,24
44	по категории С₂, доли ед.	0,139	-		0,141	-				0,427	0,184

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.

С целью установления рационального количества скважин рассмотрены различные плотности сеток скважин для разработки залежи.

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

С учетом фактической реализации действующего проектного документа в настоящем отчете рассмотрено 2 варианта разработки, которые базируются на утвержденном варианте в рамках «АР-2024г» и учитывают анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов.

Вариант 1 является базовым и основан на утвержденном варианте разработки, предусматривающем ввод из бурения 1 скважины №88 в 2029г, ввод из наблюдательного фонда скважины №69 в 2028г, перевод на нижележащий горизонт скважины №59 (III объект) в 2030г, а также усиление системы ППД на нерусловых залежах II объекта путем ввода из наблюдательного фонда 2 скважин №№ 49, 45 в 2026-2027гг.

В рамках 1 варианта предполагается ввод из бурения 1 скважины №2029г, ввод из наблюдательного фонда 1 скважины в 2028г, перевод на нижележащий горизонт 1 скважины в 2032г, ввод 2 нагнетательных скважин из наблюдательного фонда в 2026-2027гг.

Вариант 2 (рекомендуемый) в дополнении к проектным решениям первого варианта разработки предполагает ввод из бурения 4 скважин, №80 на II объект в 2026г, №№83, 82 на II объект в 2027г, №87 на III объект, ввод из наблюдательного фонда 5 скважин, №76 на I объект, №68 на II объект, №61 на III объект, №67 на IV объект в 2026г и №66 на IV объект в 2027г, перевод на нижележащий горизонт (III объект) 2 скважин №№80, 273 в 2030-2034гг, а также усиление системы ППД на нерусловых залежах путем перевода под нагнетание скважины №66 в 2030г.

Таким образом в рамках 2 варианта предполагается ввод из бурения 4 скважин в 2026-2029гг, ввод из наблюдательного фонда 6 добывающих скважин в 2026-2028гг, перевод на нижележащий горизонт 3 скважин в 2030-2034гг, ввод 3 нагнетательных скважин из наблюдательного фонда в 2026-2030гг.

В рамках настоящей работы предусмотрен фонд резервных скважин в количестве 4 единицы. Номера резервных скважин №№84, 86, 88, 89.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа ГТМ по вариантам разработки

Год	№ скв	Объект	Конструкция	Вид мероприятия	Дебит нефти, т/сут	Вариант 1	Вариант 2
2026	80	II	Вертикальная	Ввод из бурения с ГРП	15,0		+
2027	83	II	Вертикальная	Ввод из бурения с ГРП	13,0		+
2027	82	II	Вертикальная	Ввод из бурения с ГРП	11,0		+
2026	61	III		Ввод из наблюдательного фонда	25,0		+
2026	67	IV		Ввод из наблюдательного фонда	6,8		+
2027	66	IV		Ввод из наблюдательного фонда	6,5		+
2026	76	I		Ввод из наблюдательного фонда	3,0		+
2026	68	II		Ввод из наблюдательного фонда	5,0		+
2028	69	III		Ввод из наблюдательного фонда	27,0	+	+
2032	59	III		Перевод на нижележащий горизонт	26,8	+	+
2029	87	III	Вертикальная	Ввод из бурения	26,0	+	+
2026	49	II		Ввод нагнетательной скважины из наблюдательного фонда	-	+	+
2027	45	II		Ввод нагнетательной скважины из наблюдательного фонда	-	+	+
2030	66	II		Ввод нагнетательной скважины из наблюдательного фонда	-		+
2030	80	III		Перевод на нижележащий горизонт	27,5		+
2034	273	III		Перевод на нижележащий горизонт	26,0		+

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Закачка воды с целью поддержания пластового давления на месторождении Акшабулак Южный осуществляется с 2010г. Рабочим агентом является пластовая и артезианская вода с водозаборной скважины. В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении используются попутно добываемая пластовая вода самого месторождения и вода, Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный и Акшабулак Восточный.

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

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

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

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

Обоснованность построения гидродинамической модели приведена в разделе 3.3

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

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

$$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$$

- суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

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

где

τ - время работы скважин, сут.;

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

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

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

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

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

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

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{и} = Q_6 \cdot \text{КИН}$$

где

Q_6 - балансовые запасы нефти;

КИН - коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

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

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

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

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

где

S - площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

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

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

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

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

где

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

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

A – расчетная предельная обводненность.

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

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

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

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

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

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

где

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

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

K_2 – коэффициент вытеснения.

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

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

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

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

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

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

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fн}^t = Q_n \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

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

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

Объем закачки вытесняющего агента:

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

где

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

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

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

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

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

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

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

где k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбурирования 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:

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

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

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

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

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

пластовых условиях.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры. В соответствии с результатами экспериментов среднее значение коэффициента вытеснения нефти для юрских отложений в среднем составляет 67%.

В рамках настоящего проекта количество резервных скважин составляет 4 единицы: №№84, 87, 88, 89.

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

Общие положения

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

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

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

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный на сегодня вариант разработки месторождения, 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 плановых данных, предоставленных недропользователем. 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.

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 макропрогнозу НК КМГ (таблица 3.6.1). Цены на нефть с 2031 г. изменяются с учетом инфляции 2,5%. Товарная продукция будет реализовываться на экспорт и внутренний рынок (таблица 3.5.1). Газ и СУГ реализуются в 100% объеме на внутренний рынок. Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

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

Наименование показателей	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Реализация по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	%	20%	20%	20%	20%	20%
ПНХЗ	%	28%	31%	29%	25%	38%
ПКОП	%	51%	49%	51%	55%	42%
ТОВАРНЫЙ ГАЗ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям (нефть)						
экспорт	тг/тонн	13639	13639	13639	13639	13639
ПНХЗ	тг/тонн	5848	5848	5848	5848	5848
ПКОП	тг/тонн	6914	6914	6914	6914	6914
Цены по направлениям (нефть)						
экспорт с учетом скидки	тг/тонн	214449	214449	214449	214449	214449
ПНХЗ	тг/тонн	118000	110000	115000	120000	120000
ПКОП	тг/тонн	111607	110000	115000	120000	120000
Цена реализации СУГ	тг/тонн	64201	78982	90829	95370	95370
Цена реализации товарного газа	тг./тыс.м.3	764,20	880,65	968,72	1065,5 9	1172,1 5
Скидка на экспорт	тг/тонн	20908	20908	20908	20908	20908
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

Ставка дисконтирования

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

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- ГТМ;
- Обустройство скважин;

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта. Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги производственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи жидкости и нефти.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы в зависимости от скважин.

Основные затраты относятся на месторождение Акшабулак Центральный, на месторождении Акшабулак Южный не числится производственного персонала, весь персонал относится к Акшабулаку Центральному. В связи с этим отсутствуют расходы по ФОТ производственного персонала с 2026-2035гг., с 2036г рассчитаны затраты по ФОТ, так как рентабельность по месторождению Акшабулак Центральный заканчивается в 2035г, и затраты переносятся на Акшабулак Южный. По такому принципу рассчитаны затраты по транспортным расходам, которые включают аренду транспорта, затраты на обслуживание насосов и УПГ.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2 и 3.5.3.

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции в 2026 – 5%, с 2031г -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
Расход химреагентов для подготовки нефти		
Химреагенты для ППН	кг/тн	0,08
Расход химреагентов для ППД	кг/м3	0,650
Заменитель метанола на УПГ-1	кг/сутки	34,00
Этиленгликоль на УПГ-1/2	кг/сутки	101
Ингибитор Асфальтена на УПГ-1/2	кг/сутки	57
Стоимость химреагентов:		
Химреагенты для ППН	тг/кг	2330,00
Расход химреагентов для ППД	тг/кг	707,000
Заменитель метанола на УПГ-1	тг/кг	530,00
Этиленгликоль на УПГ-1/2	тг/кг	600,00
Ингибитор Асфальтена на УПГ-1/2	тг/кг	2805,00
Общепромысловые расходы	тыс. тг./скв	1970,5
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	4988,7
Аренда спецтехники	тыс. тг./скв	0,0
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	2161,9
Промыслово-геофизические работы	тыс. тг./скв	343,4
Гидродинамические исследования скважин	тыс. тг./скв	171,7
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	22,5
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс. тг./скв	4056,5
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс. тг./скв	209,4
Обслуживание насосов	тыс. тг./скв	329,2
Обслуживание УПГ	тыс. тг./скв	3856,4
Очистка и реставрация НКТ	тыс. тг./скв	213,1
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	904,9
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	411,4
Материалы	тыс.тг./т.нефть и	97,4
Прочие расходы на персонал	тыс. тг./скв	1492,3
НИОКР	%	1
Э/энергия		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг/тыс.квт ч	35,00
Расход э/энергии на мех. добычу	квт.ч/тн.ж.	12,93
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну нефти	квт.ч/тн	30,22
Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	квт.ч/тн	9,20
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	14572,59
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	16888,96
Вывод из прочих	тыс.тг	17610,44
ФОТ на 1 работника в месяц	тг	1 227 288,09
Подготовка кадров и повыш. квалификации	%	1
ФОТ АУП на 1 работника в месяц	тг	2 191 193,5
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	3952,79
Земельный налог	тыс.тг/в год	1017
Отчисления в фонд охраны природы	тыс.тг/скв	0,06
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/в год	71,4
Социально-экономическое развитие региона	%	1
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины с ГРП	тыс.тг	460 031,2
ПВР при бурении	тыс.тг	10 852,6
Средняя стоимость наземного оборудования	тыс.тг	65000,0
Средняя стоимость наземного обустройства нагнетательной скважины	тыс.тг	54 570,0

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 контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь 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 на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.5 – 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

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.6 – Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Как и в настоящее время, разработка залежей II-объекта месторождений будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством внутриконтурного заводнения. С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются количеством ввода скважин из бурения, переводами между объектами, а также вводом скважин из прочих категорий. В таблицах 4.1.1-4.1.14 представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению, согласно рекомендуемому 2 варианту до рентабельного периода разработки – 2046г.

Объект I (горизонт Ю-0-1):

Разработка I объекта планируется существующим фондом скважин, путем ввода 1 скважины из наблюдательного фонда №76.

- Максимальная добыча нефти в количестве 2,4 тыс.т ожидается в 2026г;
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 10,5 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки 54,6 тыс.т;
- Добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 75,9 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 182,9 тыс.т;
- Конечная обводненность – 93,1%;
- КИН – 0,151 доли ед.

Объект II (горизонты Ю-0-2а, Ю-0-2б, Ю-1):

В пределах II объекта предусмотрено бурение 3 скважин №№80, 82, 83 в пределах нерусловой зоны в период 2026-2027гг. Разработка II объекта планируется с искусственным поддержанием пластового давления посредством внутриконтурного заводнения, путем ввода 3 нагнетательных скважин №№49, 45, 66 в период 2026-2030гг на нерусловую зону объекта, а также эксплуатацией существующей скважины №272 в пределах русловой зоны.

- Максимальная добыча нефти в количестве 47,2 тыс. т ожидается в 2026г.
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 268,1 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки – 848,9 тыс.т;
- Добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 945,6 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 2 291,1 тыс.т;
- Закачка за проектно-рентабельный период – 1 109,6 тыс.т;
- Накопленная закачка с начала разработки – 2 686,4 тыс.т;
- Конечная обводненность – 87,9%;

- КИН – 0,254 доли ед.

Объект II русло (горизонт Ю-0-2б русло 3):

Разработка русловой зоны II объекта планируется существующим фондом добывающих скважин в количестве 2 единиц с искусственным поддержанием пластового давления с учетом работы 1 нагнетательной скважины №272.

- Максимальная добыча нефти в количестве 15,0 тыс. т ожидается в 2026г.
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 47,8 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки – 337,1 тыс.т;
- Добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 231,3 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 960,4 тыс.т;
- Закачка за проектно-рентабельный период – 277,6 тыс.т;
- Накопленная закачка с начала разработки – 1 839,9 тыс.т;
- Конечная обводненность – 92,0%;
- КИН – 0,371 доли ед.

Объект II нерусло (горизонты Ю-0-2а, Ю-0-2б, Ю-1):

Разработка нерусловой II объекта планируется переходящим фондом скважин и дополнительным бурением 3 скважин №№80, 82, 83, вводимым в период 2026-2027гг с искусственным поддержанием пластового давления посредством внутриконтурного заводнения, путем ввода 3 нагнетательных скважин №№49, 45, 66 в период 2026-2030гг. В 2026г планируется ввод из наблюдательного фонда скважины №68.

- Максимальная добыча нефти в количестве 32,2 тыс. т ожидается в 2026г.
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 220,3 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки – 511,8 тыс.т;
- Добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 714,4 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1 330,8 тыс.т;
- Закачка за проектно-рентабельный период – 832,0 тыс.т;
- Накопленная закачка с начала разработки – 846,6 тыс.т;
- Конечная обводненность – 87,9%;
- КИН – 0,189 доли ед.

Объект III (горизонт Ю-III):

Разработка III объекта планируется на естественном водонапорном режиме. По результатам анализа энергетического состояния залежи выявлено наличие активности подошвенных вод, о чем свидетельствует незначительное снижение пластового давления относительно начального – на 2,7 МПа, с учетом относительного высокого значения

пьезопроводности пласта в сравнении с другими объектами, а также рост обводненности скважин. На данный объект планируется бурение 1 добывающей скважины №87 в 2027г, ввод из наблюдательного фонда 2 скважин №№61, 69, и ПВЛГ 3 скважин №№59, 80, 273.

- Максимальная добыча нефти в количестве 39,3 тыс. т ожидается в 2034г.
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 602,2 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки – 2 083,2 тыс.т;
- Добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 8 088,9 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 11 528,4 тыс.т;
- Конечная обводненность – 95,7%;
- КИН – 0,569 доли ед.

Объект IV (горизонт Ю-II):

Разработка IV объекта планируется на естественном водонапорном режиме вводом 2 скважин из наблюдательного фонда. В 2026г на данный объект планируется ввод скважины №67, в 2027г скважины №66 из наблюдательного фонда. Скважина №67 в оценочный период отработала 90 дней. В скважине выполнены исследования МУО на различных режимах, определен коэффициент продуктивности скважины, уточнены ФЕС новой залежи, отобрана глубинная проба для уточнения флюидальной модели.

Максимальная добыча нефти в количестве 2,9 тыс. т ожидается в 2027г.

- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 9,9 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки – 11,1 тыс.т;
- Добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 28,9 т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки 30,1 тыс.т;
- Конечная обводненность – 80,0%;
- КИН – 0,241 доли ед.

Месторождение (I, II, III, IV объекты):

- Максимальная добыча нефти в количестве 73,8 тыс. т ожидается в 2026г.
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 890,7 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки 2 997,8 тыс.т;
- Добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 9 139,3 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 14 032,5 тыс.т;
- Закачка за проектно-рентабельный период – 1 109,6 тыс.т;
- Накопленная закачка с начала разработки – 2 716,5 тыс.т;
- Конечная обводненность – 95,4%;
- КИН – 0,390 доли ед.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	46	0	4	91,2	0	1	2	2	0	21	20	4	11,0	53,6	79,3
2027	2	2	0	48	0	1	96,0	0	1	2	2	0	22	19	5	9,2	47,6	61,4
2028	0	0	0	48	0	1	96,0	0	0	1	1	0	22	20	5	8,3	47,5	53,1
2029	1	1	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	23	20	5	7,5	49,0	48,4
2030	0	0	0	49	1	0	98,4	0	1	1	1	0	22	19	6	7,4	55,1	44,2
2031	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	1	1	0	21	19	6	7,6	61,9	39,0
2032	0	0	0	49	1	0	98,4	0	0	0	0	0	21	20	6	7,6	65,9	34,9
2033	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	2	2	0	19	18	6	8,0	73,3	30,7
2034	0	0	0	49	1	0	98,4	0	0	2	1	1	18	18	5	8,3	79,9	27,1
2035	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	8,0	82,0	25,9
2036	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	7,5	81,8	24,2
2037	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	7,0	81,8	22,7
2038	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	6,5	81,1	21,3
2039	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	5,9	80,1	20,0
2040	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	5,5	79,2	18,8
2041	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	5,0	78,3	17,7
2042	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	4,6	77,4	16,7
2043	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	4,3	76,5	15,7
2044	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	4,0	75,7	14,8
2045	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	3,7	74,9	13,9
2046	0	0	0	49	0	0	98,4	0	0	0	0	0	18	18	5	3,4	74,1	13,1

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 2 рекомендуемый вариант

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				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	73,8	2,5	8,3	2180,9	72,8	0,284	358,9	350,3	5252,1	3443,3	79,4	95,6	1702,5	18,810	799,617
2027	63,7	2,1	7,8	2244,6	74,9	0,292	330,8	308,2	5582,9	3751,5	80,8	95,2	1797,7	16,583	816,200
2028	55,3	1,8	7,4	2299,9	76,8	0,299	315,8	302,0	5898,7	4053,5	82,5	92,0	1889,8	14,783	830,983
2029	54,2	1,8	7,8	2354,1	78,6	0,306	351,8	297,1	6250,5	4350,6	84,6	84,0	1973,8	14,951	845,934
2030	54,4	1,8	8,5	2408,5	80,4	0,313	404,3	347,3	6654,8	4697,9	86,5	83,9	2057,7	15,383	861,317
2031	53,5	1,8	9,1	2461,9	82,2	0,320	434,0	377,4	7088,8	5075,3	87,7	81,1	2138,8	15,404	876,721
2032	52,5	1,8	9,8	2514,4	83,9	0,327	453,5	448,5	7542,3	5523,8	88,4	72,5	2211,3	15,280	892,001
2033	50,4	1,7	10,5	2564,7	85,6	0,334	463,0	458,7	8005,3	5982,4	89,1	63,9	2275,2	14,900	906,901
2034	48,5	1,6	11,3	2613,2	87,2	0,340	466,5	466,5	8471,8	6449,0	89,6	51,4	2326,6	14,534	921,436
2035	46,1	1,5	12,1	2659,3	88,8	0,346	472,2	472,2	8943,9	6921,1	90,2	44,9	2371,5	13,858	935,294
2036	43,4	1,4	12,9	2702,7	90,2	0,352	475,7	475,7	9419,6	7396,8	90,9	42,0	2413,5	13,048	948,342
2037	41,2	1,4	14,1	2743,9	91,6	0,357	482,1	482,1	9901,7	7878,9	91,4	39,4	2452,9	12,397	960,738
2038	38,3	1,3	15,2	2782,2	92,9	0,362	480,5	480,5	10382,3	8359,4	92,0	37,0	2489,9	11,524	972,262
2039	35,2	1,2	16,5	2817,4	94,1	0,367	474,8	474,8	10857,0	8834,2	92,6	34,7	2524,6	10,593	982,855
2040	32,4	1,1	18,2	2849,8	95,1	0,371	469,1	469,1	11326,2	9303,4	93,1	32,6	2557,2	9,747	992,602
2041	29,9	1,0	20,5	2879,7	96,1	0,375	463,7	463,7	11789,9	9767,1	93,6	30,7	2587,9	8,976	1001,578
2042	27,5	0,9	23,8	2907,2	97,1	0,378	458,4	458,4	12248,3	10225,5	94,0	28,9	2616,8	8,274	1009,851
2043	25,4	0,8	28,8	2932,6	97,9	0,382	453,3	453,3	12701,7	10678,9	94,4	27,2	2644,0	7,633	1017,484
2044	23,4	0,8	37,4	2956,1	98,7	0,385	448,4	448,4	13150,0	11127,2	94,8	25,6	2669,6	7,047	1024,532
2045	21,7	0,7	55,1	2977,7	99,4	0,388	443,6	443,6	13593,6	11570,8	95,1	24,2	2693,7	6,512	1031,044
2046	20,0	0,7	100,0	2997,8	100,1	0,390	438,9	438,9	14032,5	12009,7	95,4	22,8	2716,5	6,022	1037,066

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
									всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	2	0	0	1	2,4	0	0	0	0	0	2	2	0	4,2	16,1	0,0
2027	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	2	2	0	3,1	14,9	0,0
2028	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	2	2	0	2,5	15,0	0,0
2029	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	2	2	0	2,0	15,2	0,0
2030	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,6	15,3	0,0
2031	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,3	15,5	0,0
2032	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,0	15,6	0,0
2033	0	2	0	0	0	2,4	0	0	2	2	0	0	0	0	0,8	11,4	0,0
2034	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2046	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 2 рекомендуемый вариант

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	2,4	4,5	23,4	46,5	85,4	0,129	9,4	116,4	74,1	0,0	0,0	0,242	1,181
2027	2,1	3,9	27,0	48,6	89,4	0,135	10,2	126,5	79,0	0,0	0,0	0,214	1,395
2028	1,7	3,1	29,4	50,3	92,5	0,139	10,3	136,8	83,4	0,0	0,0	0,170	1,565
2029	1,4	2,5	33,1	51,7	95,0	0,143	10,4	147,2	86,9	0,0	0,0	0,135	1,701
2030	1,1	2,0	39,5	52,7	97,0	0,146	10,5	157,6	89,7	0,0	0,0	0,108	1,809
2031	0,9	1,6	52,1	53,6	98,5	0,148	10,6	168,2	91,9	0,0	0,0	0,086	1,895
2032	0,7	1,3	86,8	54,3	99,8	0,150	10,7	178,9	93,6	0,0	0,0	0,069	1,964
2033	0,3	0,5	100,0	54,6	100,3	0,151	4,1	182,9	93,1	0,0	0,0	0,028	1,992
2034	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2035	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2036	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2037	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2038	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2039	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2040	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2041	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2042	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2043	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2044	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2045	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992
2046	0,0	-	-	54,6	100,3	0,151	0,0	182,9	-	0,0	0,0	0,000	1,992

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту (всего). 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, М³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	30	1	60,0	1	1	1	0	14	13	4	10,1	25,8	79,3
2027	2	2	0	32	0	64,8	1	2	2	0	14	11	5	8,8	24,4	61,4
2028	0	0	0	32	0	64,8	0	1	1	0	13	11	5	8,2	22,9	53,1
2029	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	13	11	5	6,6	19,9	48,4
2030	0	0	0	32	0	64,8	1	1	1	0	12	10	6	5,4	18,1	44,2
2031	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	12	11	6	4,5	16,6	39,0
2032	0	0	0	32	0	64,8	0	1	1	0	11	10	6	3,9	15,3	34,9
2033	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	11	10	6	3,4	14,9	30,7
2034	0	0	0	32	0	64,8	0	3	2	1	9	9	5	3,1	12,1	27,1
2035	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	2,8	11,1	25,9
2036	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	2,5	10,5	24,2
2037	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	2,2	10,0	22,7
2038	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	1,9	9,4	21,3
2039	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	1,7	8,9	20,0
2040	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	1,5	8,5	18,8
2041	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	1,3	8,0	17,7
2042	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	1,2	7,6	16,7
2043	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	1,1	7,2	15,7
2044	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	0,9	6,8	14,8
2045	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	0,8	6,5	13,9
2046	0	0	0	32	0	64,8	0	0	0	0	9	9	5	0,7	6,1	13,1

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту (всего). 2 рекомендуемый вариант

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	47,2	5,6	17,7	628,1	74,1	0,174	120,5	1466,0	60,8	95,6	1672,4	65,1	91,8	11,324	205,466
2027	38,1	4,5	17,3	666,1	78,6	0,184	105,6	1571,6	63,9	95,2	1767,6	75,4	90,7	9,453	214,919
2028	32,0	3,8	17,6	698,2	82,3	0,193	89,5	1661,0	64,2	92,0	1859,7	86,1	90,5	8,240	223,159
2029	26,5	3,1	17,7	724,6	85,5	0,200	80,1	1741,1	66,9	84,0	1943,7	89,2	90,4	6,999	230,158
2030	21,1	2,5	17,1	745,8	87,9	0,206	70,5	1811,6	70,0	83,9	2027,6	103,1	90,9	5,681	235,839
2031	17,2	2,0	16,8	763,0	90,0	0,211	62,8	1874,5	72,6	81,1	2108,7	113,6	91,6	4,700	240,539
2032	13,9	1,6	16,4	776,9	91,6	0,215	55,1	1929,6	74,8	72,5	2181,2	117,2	92,3	3,855	244,394
2033	10,9	1,3	15,4	787,8	92,9	0,218	47,7	1977,2	77,0	63,9	2245,1	121,2	92,9	3,133	247,527
2034	9,1	1,1	15,2	796,9	94,0	0,220	35,5	2012,8	74,3	51,4	2296,5	128,5	93,5	2,734	250,261
2035	7,8	0,9	15,3	804,8	94,9	0,222	30,7	2043,5	74,6	44,9	2341,4	130,0	94,0	2,383	252,644
2036	6,9	0,8	15,9	811,6	95,7	0,224	29,1	2072,6	76,3	42,0	2383,4	130,0	94,4	2,099	254,743
2037	6,1	0,7	16,7	817,7	96,4	0,226	27,5	2100,1	78,0	39,4	2422,8	130,0	94,9	1,851	256,594
2038	5,4	0,6	17,7	823,1	97,1	0,228	26,1	2126,2	79,4	37,0	2459,8	130,0	95,3	1,635	258,229
2039	4,7	0,6	19,0	827,8	97,6	0,229	24,7	2150,9	80,8	34,7	2494,5	130,0	95,6	1,446	259,675
2040	4,2	0,5	20,8	832,0	98,1	0,230	23,4	2174,3	82,1	32,6	2527,1	130,0	95,9	1,280	260,956
2041	3,7	0,4	23,3	835,7	98,6	0,231	22,2	2196,5	83,2	30,7	2557,8	130,0	96,2	1,135	262,090
2042	3,3	0,4	26,9	839,0	98,9	0,232	21,0	2217,5	84,3	28,9	2586,7	130,0	96,5	1,006	263,097
2043	2,9	0,3	32,6	842,0	99,3	0,233	19,9	2237,4	85,3	27,2	2613,9	130,0	96,8	0,893	263,990
2044	2,6	0,3	43,1	844,6	99,6	0,233	18,9	2256,3	86,2	25,6	2639,5	130,0	97,0	0,794	264,784
2045	2,3	0,3	67,2	846,9	99,9	0,234	17,9	2274,2	87,1	24,2	2663,6	130,0	97,2	0,706	265,490
2046	2,1	0,2	100,0	848,9	100,1	0,235	17,0	2291,1	87,9	22,8	2686,4	130,0	97,5	0,628	266,118

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по русловой зоне II объекта. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	22,2	74,5	185,1
2027	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	15,6	61,2	147,6
2028	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	11,0	50,5	119,1
2029	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	7,8	41,9	96,9
2030	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	5,5	35,0	79,5
2031	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	3,9	29,4	65,6
2032	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	2,8	24,7	54,6
2033	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	2,3	30,9	42,4
2034	0	0	0	4	0	0	3	2	1	0	0	0	1,4	18,0	20,6
2035	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2046	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по русловой зоне II объекта 2 рекомендуемый вариант

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	15,0	4,5	31,6	304,4	90,3	0,335	50,6	779,7	70,3	64,2	1626,5	1,504	125,205
2027	10,5	3,1	32,3	314,9	93,5	0,346	41,4	821,1	74,5	51,2	1677,7	1,055	126,260
2028	7,4	2,2	33,7	322,4	95,7	0,355	34,2	855,3	78,2	41,3	1719,0	0,744	127,004
2029	5,3	1,6	36,0	327,6	97,2	0,360	28,4	883,6	81,5	33,6	1752,6	0,526	127,530
2030	3,7	1,1	39,8	331,4	98,3	0,365	23,7	907,3	84,3	27,6	1780,1	0,373	127,903
2031	2,7	0,8	47,0	334,0	99,1	0,367	19,9	927,2	86,7	22,8	1802,9	0,265	128,168
2032	1,9	0,6	63,3	335,9	99,7	0,370	16,7	944,0	88,7	18,9	1821,8	0,189	128,357
2033	1,0	0,3	91,1	336,9	100,0	0,371	13,3	957,3	92,5	14,7	1836,5	0,100	128,457
2034	0,2	0,1	100,0	337,1	100,0	0,371	3,1	960,4	92,0	3,4	1839,9	0,024	128,482
2035	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2036	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2037	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2038	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2039	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2040	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2041	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2042	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2043	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2044	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2045	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2046	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по нерусловой зоне II объекта. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Ввод добывающи х скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку , ед.	Ввод нагнетательны х скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательны х скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодова я приемистость одной скважины, м3/сут
	всег о	добывающи х	нагнетательны х					всег о	добывающи х	нагнетательны х	всего	механизированн ых		нефт и	жидкост и	
2026	1	1	0	28	1	0	1	1	1	0	12	11	3	8,1	17,5	36,6
2027	2	2	0	30	0	0	1	2	2	0	12	9	4	7,5	17,6	36,6
2028	0	0	0	30	0	0	0	1	1	0	11	9	4	7,6	17,2	36,6
2029	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	11	9	4	6,3	15,4	36,3
2030	0	0	0	30	0	0	1	1	1	0	10	8	5	5,4	14,6	36,3
2031	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	10	9	5	4,7	13,8	33,7
2032	0	0	0	30	0	0	0	1	1	0	9	8	5	4,1	13,1	30,9
2033	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	8	5	3,6	12,4	28,4
2034	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	3,2	11,7	27,7
2035	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	2,8	11,1	25,9
2036	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	2,5	10,5	24,2
2037	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	2,2	10,0	22,7
2038	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	1,9	9,4	21,3
2039	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	1,7	8,9	20,0
2040	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	1,5	8,5	18,8
2041	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	1,3	8,0	17,7
2042	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	1,2	7,6	16,7
2043	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	1,1	7,2	15,7
2044	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	0,9	6,8	14,8
2045	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	0,8	6,5	13,9
2046	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	9	9	5	0,7	6,1	13,1

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по нерусловой зоне II объекта 2 рекомендуемый вариант

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	32,2	6,3	14,7	323,7	63,3	0,120	69,9	686,3	53,9	31,4	45,9	35,5	5,3	9,820	80,261
2027	27,5	5,4	14,7	351,2	68,7	0,130	64,2	750,5	57,1	44,0	90,0	55,2	9,4	8,398	88,659
2028	24,6	4,8	15,4	375,8	73,5	0,139	55,3	805,8	55,5	50,7	140,7	73,2	13,8	7,496	96,155
2029	21,2	4,2	15,7	397,0	77,7	0,147	51,7	857,5	59,0	50,4	191,1	79,2	17,6	6,473	102,628
2030	17,4	3,4	15,3	414,4	81,1	0,153	46,8	904,3	62,8	56,4	247,5	100,0	21,7	5,308	107,936
2031	14,5	2,8	15,1	428,9	83,9	0,158	43,0	947,3	66,1	58,3	305,8	115,0	25,6	4,435	112,371
2032	12,0	2,4	14,6	441,0	86,3	0,163	38,4	985,6	68,7	53,6	359,4	120,0	29,0	3,666	116,037
2033	9,9	1,9	14,2	450,9	88,2	0,167	34,3	1019,9	71,0	49,3	408,7	125,0	32,0	3,033	119,070
2034	8,9	1,7	14,8	459,8	90,0	0,170	32,5	1052,4	72,6	48,0	456,7	130,0	34,8	2,709	121,779
2035	7,8	1,5	15,3	467,6	91,5	0,173	30,7	1083,2	74,6	44,9	501,5	130,0	37,2	2,383	124,162
2036	6,9	1,3	15,9	474,5	92,9	0,175	29,1	1112,2	76,3	42,0	543,6	130,0	39,4	2,099	126,261
2037	6,1	1,2	16,6	480,6	94,0	0,177	27,5	1139,8	78,0	39,4	583,0	130,0	41,3	1,851	128,112
2038	5,4	1,0	17,6	485,9	95,1	0,179	26,1	1165,9	79,4	37,0	619,9	130,0	43,1	1,635	129,748
2039	4,7	0,9	18,9	490,7	96,0	0,181	24,7	1190,6	80,8	34,7	654,6	130,0	44,6	1,446	131,194
2040	4,2	0,8	20,6	494,9	96,8	0,183	23,4	1214,0	82,1	32,6	687,3	130,0	46,1	1,280	132,474
2041	3,7	0,7	23,0	498,6	97,6	0,184	22,2	1236,1	83,2	30,7	717,9	130,0	47,4	1,135	133,609
2042	3,3	0,6	26,6	501,9	98,2	0,185	21,0	1257,1	84,3	28,9	746,8	130,0	48,6	1,006	134,615
2043	2,9	0,6	32,1	504,8	98,8	0,186	19,9	1277,0	85,3	27,2	774,0	130,0	49,7	0,893	135,508
2044	2,6	0,5	42,0	507,4	99,3	0,187	18,9	1295,9	86,2	25,6	799,6	130,0	50,7	0,794	136,302
2045	2,3	0,5	64,5	509,7	99,8	0,188	17,9	1313,8	87,1	24,2	823,8	130,0	51,6	0,706	137,008
2046	2,1	0,4	100,0	511,8	100,2	0,189	17,0	1330,8	87,9	22,8	846,6	130,0	52,5	0,628	137,636

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод скважи н с других объекто в, ед.	Ввод скважин из консерваци и, ед.	Ввод добывающ их скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательн ых скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательн ых скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодов ая приемистост ь одной скважины, м³/сут
	всег о	добывающ их	нагнетательн ых						всег о	добывающ их	нагнетательн ых	всего	механизиров анных		нефт и	жидкост и	
2026	0	0	0	14	0	0	1	0	1	1	0	4	4	0	17,1	162,7	0,0
2027	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	15,4	156,7	0,0
2028	0	0	0	14	0	0	1	0	0	0	0	5	5	0	13,8	152,6	0,0
2029	1	1	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	5	0	13,6	143,6	0,0
2030	0	0	0	16	1	0	0	0	0	0	0	7	6	0	14,3	148,5	0,0
2031	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	7	6	0	14,7	149,8	0,0
2032	0	0	0	17	1	0	0	0	0	0	0	8	8	0	14,6	149,6	0,0
2033	0	0	0	17	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	14,2	148,8	0,0
2034	0	0	0	18	1	0	0	0	0	0	0	9	9	0	13,6	148,5	0,0
2035	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	12,8	147,7	0,0
2036	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	12,0	146,5	0,0
2037	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	11,2	145,3	0,0
2038	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	10,4	143,9	0,0
2039	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	9,7	142,5	0,0
2040	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	8,9	141,2	0,0
2041	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	8,3	139,9	0,0
2042	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	7,7	138,6	0,0
2043	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	7,1	137,3	0,0
2044	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	6,6	136,0	0,0
2045	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	6,1	134,8	0,0
2046	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	5,7	133,6	0,0

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту 2 рекомендуемый вариант

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	24,0	1,2	4,0	1505,0	72,3	0,411	228,7	3668,1	89,5	0,0	30,1	7,191	588,753
2027	20,5	1,0	3,6	1525,5	73,3	0,417	208,7	3876,8	90,2	0,0	30,1	6,151	594,904
2028	18,9	0,9	3,4	1544,4	74,2	0,422	208,8	4085,6	91,0	0,0	30,1	5,664	600,568
2029	24,2	1,2	4,5	1568,5	75,3	0,429	254,2	4339,8	90,5	0,0	30,1	7,246	607,814
2030	30,6	1,5	6,0	1599,2	76,8	0,437	317,0	4656,8	90,3	0,0	30,1	9,183	616,997
2031	35,2	1,7	7,3	1634,3	78,5	0,447	359,2	5016,0	90,2	0,0	30,1	10,545	627,542
2032	37,9	1,8	8,5	1672,2	80,3	0,457	387,7	5403,7	90,2	0,0	30,1	11,357	638,899
2033	39,1	1,9	9,5	1711,3	82,2	0,468	411,3	5815,0	90,5	0,0	30,1	11,739	650,638
2034	39,3	1,9	10,6	1750,6	84,1	0,478	431,0	6246,0	90,9	0,0	30,1	11,801	662,438
2035	38,3	1,8	11,5	1788,9	85,9	0,489	441,4	6687,4	91,3	0,0	30,1	11,475	673,914
2036	36,5	1,8	12,5	1825,4	87,7	0,499	446,6	7134,0	91,8	0,0	30,1	10,949	684,863
2037	35,2	1,7	13,7	1860,5	89,4	0,508	454,6	7588,5	92,3	0,0	30,1	10,545	695,408
2038	33,0	1,6	14,9	1893,5	90,9	0,517	454,5	8043,0	92,7	0,0	30,1	9,889	705,297
2039	30,5	1,5	16,2	1924,0	92,4	0,526	450,1	8493,1	93,2	0,0	30,1	9,147	714,443
2040	28,2	1,4	17,9	1952,2	93,8	0,534	445,8	8938,8	93,7	0,0	30,1	8,466	722,910
2041	26,1	1,3	20,1	1978,3	95,0	0,541	441,5	9380,4	94,1	0,0	30,1	7,841	730,751
2042	24,2	1,2	23,4	2002,6	96,2	0,547	437,4	9817,8	94,5	0,0	30,1	7,267	738,019
2043	22,5	1,1	28,3	2025,0	97,3	0,553	433,4	10251,2	94,8	0,0	30,1	6,739	744,758
2044	20,8	1,0	36,6	2045,9	98,3	0,559	429,5	10680,7	95,1	0,0	30,1	6,254	751,012
2045	19,4	0,9	53,6	2065,2	99,2	0,564	425,7	11106,4	95,5	0,0	30,1	5,806	756,818
2046	18,0	0,9	100,0	2083,2	100,1	0,569	421,9	11528,4	95,7	0,0	30,1	5,394	762,212

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. 2 рекомендуемый вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированны х		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	5,5	10,1	0,0
2027	0	0	0	1	1	0	0	0	2	2	0	4,8	10,4	0,0
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	2	2	0	3,9	10,4	0,0
2029	0	0	0	1	0	0	0	0	2	2	0	3,1	10,3	0,0
2030	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1	0	2,5	10,1	0,0
2031	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	1,9	9,7	0,0
2032	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2046	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту 2 рекомендуемый вариант

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	0,2	1,8	2,0	1,4	12,3	0,029	0,4	1,6	45,5	0,0	0,0	0,052	4,216
2027	2,9	26,7	30,5	4,3	39,0	0,093	6,4	8,0	53,9	0,0	0,0	0,765	4,981
2028	2,7	24,8	40,6	7,0	63,7	0,152	7,2	15,2	62,3	0,0	0,0	0,708	5,690
2029	2,2	20,0	55,0	9,2	83,7	0,200	7,2	22,4	69,3	0,0	0,0	0,571	6,261
2030	1,6	14,4	88,1	10,8	98,1	0,235	6,3	28,7	75,1	0,0	0,0	0,411	6,672
2031	0,3	2,5	100,0	11,1	100,6	0,241	1,4	30,1	80,0	0,0	0,0	0,073	6,745
2032	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2033	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2034	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2035	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2036	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2037	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2038	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2039	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2040	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2041	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2042	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2043	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2044	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2045	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745
2046	0,0	-	-	11,1	100,6	0,241	0,0	30,1	-	0,0	0,0	0,000	6,745

4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по двум представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

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

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

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

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

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

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.

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

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложения, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)											
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	1 840 125	460 031	920 062	-	460 031	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	168 962	56 321	112 641	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	43 718	14 573	14 573	-	-	14 573	-	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	50 667	-	-	-	-	16 889	-	16 889	-	16 889
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	105 663	70 442	17 610	17 610	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	2 209 134	601 366	1 064 887	17 610	460 031	31 462	-	16 889	-	16 889
Итого с инфляцией	тыс.тг	2 353 926	601 366	1 118 131	19 416	532 544	38 242	-	21 567,90	-	22 660
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО											
Обустройство промысла											
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	260 000	65 000	130 000	-	65 000	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг	163 710	54 570	54 570	-	-	54 570	-	-	-	-
Пир на бурение	тыс.тг	43 410	10 853	21 705	-	10 853	-	-	-	-	-
Обустройство скважин предыдущих лет	тыс.тг	64 758	64 758		-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	531 878	195 181	206 275	-	75 853	54 570	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	565 909	195 181	216 589	-	87 809	66 330	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	2 741 012	796 547	1 271 162	17 610	535 884	86 032	-	16 889	-	16 889
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	2 919 834	796 547	1 334 720	19 416	620 352	104 572	-	21 567,90	-	22 659,78

Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность, 2 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НДС (с выручки)	тыс.тг	15 715 189,65	1 091 332,20	918 795,06	834 234,73	855 220,11	857 602,14	864 617,22	869 449,48	855 898,21	844 698,31	823 030,32	794 424,35
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	881 135,72	27 692,35	33 788,55	36 730,32	39 995,24	41 995,00	41 507,56	42 545,25	40 378,60	38 077,02	39 028,94	40 004,66
Налог на имущество	тыс.тг	906 167,54	110 789,33	106 565,52	98 558,10	87 513,90	78 853,51	67 643,14	57 644,23	49 176,64	42 001,48	35 908,61	30 585,93
Прочие налоги	тыс.тг	23 213,48	1 089,30	1 089,39	1 089,39	1 089,44	1 089,44	1 089,39	1 089,39	1 089,30	1 089,21	1 089,21	1 089,21
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	5 997 507,19	384 807,31	324 599,36	285 961,30	277 918,21	281 430,34	283 585,51	285 077,63	280 507,67	276 728,10	269 604,63	331 208,71
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	6 337 324,05	481 580,42	406 231,09	357 876,15	347 810,36	352 205,73	346 246,72	339 579,07	325 985,77	339 895,50	323 069,25	304 236,14
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	5 878 163,42	616 262,66	518 045,77	462 525,24	410 171,66	413 100,68	364 231,15	261 534,00	257 341,45	253 874,03	247 338,86	238 743,42
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	13 660,81	612,99	660,74	674,62	719,46	747,06	766,77	779,64	779,23	779,12	761,44	734,84
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	12 076 908,71	1 166 009,84	914 991,83	805 977,83	825 822,28	807 983,15	859 954,81	890 302,05	878 227,33	871 149,21	845 021,55	569 213,77
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	7 603 146,49	774 463,00	406 595,27	351 118,26	431 374,66	460 851,32	679 819,29	856 779,20	910 490,11	964 135,10	964 650,67	251 533,76
Общие поступления Государству	тыс.тг	25 218 912,94	2 471 975,00	1 793 772,46	1 566 276,49	1 567 195,11	1 580 654,08	1 780 227,12	1 865 880,99	1 888 077,88	1 943 030,45	1 903 442,83	1 070 405,05
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	6 281 051,39	373 664,38	453 291,81	234 513,28	336 720,90	273 189,52	239 512,10	245 777,59	244 072,64	243 378,17	238 387,73	301 849,56
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-9 434 138,25	-717 667,82	-465 503,25	-599 721,45	-518 499,21	-584 412,63	-625 105,12	-623 671,89	-611 825,57	-601 320,14	-584 642,59	-492 574,79
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	40 934 102,59	3 563 307,20	2 712 567,52	2 400 511,22	2 422 415,22	2 438 256,22	2 644 844,34	2 735 330,47	2 743 976,09	2 787 728,76	2 726 473,15	1 864 829,40

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
НДС (с выручки)	тыс.тг	773 790,68	737 380,41	694 812,98	655 332,57	618 664,55	584 563,48	552 809,58	523 205,50	495 573,69	469 754,08
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	41 004,78	42 029,90	43 080,65	44 157,66	45 261,61	46 393,15	47 552,97	48 741,80	49 960,34	51 209,35
Налог на имущество	тыс.тг	26 059,51	22 208,43	18 930,75	16 140,26	13 763,99	11 740,00	10 015,75	8 546,58	7 294,54	6 227,35
Прочие налоги	тыс.тг	1 089,21	1 089,21	1 089,21	1 128,91	1 131,68	1 134,53	1 137,45	1 140,44	1 143,50	1 146,65
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	322 607,99	307 428,98	289 682,50	273 222,95	257 935,85	278 535,86	263 406,18	249 300,77	236 135,06	237 822,31
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	311 347,23	289 461,50	266 099,72	262 348,56	241 629,16	237 591,92	219 206,10	202 407,43	198 732,26	183 783,99
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	232 543,81	221 602,40	208 810,30	196 945,86	185 926,53	175 678,59	166 135,97	157 239,39	148 935,49	141 176,16
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	715,62	681,87	642,45	605,90	571,95	540,38	510,99	483,59	458,02	434,13
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	527 109,31	467 811,21	409 126,19	340 975,96	282 991,71	221 837,87	164 546,55	124 067,21	74 049,15	29 739,91
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	213 637,18	156 593,33	105 711,13	56 655,26	18 738,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	1 002 239,89	873 940,24	753 334,08	644 447,27	539 575,36	501 934,50	435 574,22	387 490,34	342 872,52	306 567,06
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	305 778,79	309 757,35	305 443,98	309 056,17	310 295,74	308 699,03	314 808,61	309 517,69	311 978,10	311 358,26
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-468 011,89	-427 623,06	-389 369,00	-346 276,40	-308 368,81	-275 864,46	-238 000,97	-213 687,81	-183 595,59	-158 395,81
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	1 776 030,57	1 611 320,65	1 448 147,05	1 299 779,84	1 158 239,91	1 086 497,99	988 383,80	910 695,84	838 446,21	776 321,14

Таблица 4.2.3 – Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нефть	тыс.тонн	890,727	73,832	63,669	55,322	54,186	54,403	53,482	52,452	50,353	48,463	46,063	43,378
Товарный газ	млн. м3	213,464	15,669	13,814	12,314	12,455	12,814	12,831	12,729	12,412	12,107	11,544	10,869
СУГ	тыс. тонн	23,474	1,723	1,519	1,354	1,370	1,409	1,411	1,400	1,365	1,331	1,269	1,195
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	177,808	14,864	12,538	11,046	10,735	10,871	10,687	10,481	10,061	9,684	9,204	8,668
на внутренний рынок	тыс. тонн	711,121	58,821	51,003	44,166	43,344	43,422	42,687	41,865	40,189	38,681	36,766	34,623
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	213,464	15,669	13,814	12,314	12,455	12,814	12,831	12,729	12,412	12,107	11,544	10,869
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,474	1,723	1,519	1,354	1,370	1,409	1,411	1,400	1,365	1,331	1,269	1,195
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн	253 915,4	214 449,3	214 449,3	214 449,3	214 449,3	214 449,3	219 810,5	225 305,8	230 938,4	236 711,9	242 629,7	248 695,5
на внутренний рынок	тг/тонн	141 078,2	113 875,0	110 000,0	115 000,0	120 000,0	120 000,0	123 000,0	126 075,0	129 226,9	132 457,5	135 769,0	139 163,2
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	1 339,8	764,2	880,7	968,7	1 065,6	1 172,2	1 201,5	1 231,5	1 262,3	1 293,8	1 326,2	1 359,3
СУГ													
на внутренний рынок	тг/тонн	110 441,0	64 201,2	78 982,0	90 829,0	95 370,5	95 370,5	97 754,7	100 198,6	102 703,5	105 271,1	107 902,9	110 600,5
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг тыс	43 161 455,936	3 187 487,251	2 688 764,670	2 368 712,740	2 302 089,191	2 331 181,295	2 349 033,279	2 361 393,049	2 323 538,497	2 292 231,125	2 233 224,980	2 155 616,655
на внутренний рынок	тг тыс	95 487 773,058	6 698 229,169	5 610 321,849	5 079 042,311	5 201 233,171	5 210 601,752	5 250 504,087	5 278 130,355	5 193 518,749	5 123 541,246	4 991 652,095	4 818 183,787
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг тыс	270 360,326	11 974,015	12 165,254	11 928,741	13 271,476	15 020,049	15 416,320	15 675,214	15 666,784	15 664,588	15 309,142	14 774,432
СУГ													
на внутренний рынок	тг тыс	2 461 801,909	110 623,079	119 982,010	122 996,010	130 621,025	134 391,603	137 937,228	140 253,684	140 178,257	140 158,607	136 978,257	132 193,950
Итоговый производственный доход	тг тыс	141 381 391,228	10 008 313,514	8 431 233,783	7 582 679,802	7 647 214,863	7 691 194,698	7 752 890,914	7 795 452,302	7 672 902,287	7 571 595,567	7 377 164,473	7 120 768,824

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нефть	тыс.тонн	41,221	38,324	35,231	32,418	29,858	27,524	25,394	23,448	21,668	20,038
Товарный газ	млн. м3	10,326	9,599	8,824	8,119	7,477	6,892	6,358	5,871	5,425	5,016
СУГ	тыс. тонн	1,136	1,056	0,970	0,893	0,822	0,758	0,699	0,646	0,597	0,552
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	8,237	7,658	7,040	6,478	5,966	5,500	5,074	4,685	4,330	4,004
на внутренний рынок	тыс. тонн	32,901	30,588	28,120	25,875	23,831	21,969	20,269	18,715	17,295	15,994
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	10,326	9,599	8,824	8,119	7,477	6,892	6,358	5,871	5,425	5,016
СУГ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	1,136	1,056	0,970	0,893	0,822	0,758	0,699	0,646	0,597	0,552
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн	254 912,8	261 285,7	267 817,8	274 513,2	281 376,1	288 410,5	295 620,7	303 011,3	310 586,5	318 351,2
на внутренний рынок	тг/тонн	142 642,3	146 208,3	149 863,6	153 610,1	157 450,4	161 386,7	165 421,3	169 556,9	173 795,8	178 140,7
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	1 393,3	1 428,2	1 463,9	1 500,5	1 538,0	1 576,4	1 615,8	1 656,2	1 697,6	1 740,1
СУГ											
на внутренний рынок	тг/тонн	113 365,5	116 199,6	119 104,6	122 082,2	125 134,3	128 262,7	131 469,2	134 755,9	138 124,8	141 578,0
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг тыс	2 099 640,354	2 000 850,247	1 885 350,270	1 778 226,061	1 678 732,468	1 586 203,669	1 500 043,296	1 419 715,962	1 344 739,952	1 274 680,925
на внутренний рынок	тг тыс	4 693 066,872	4 472 253,542	4 214 090,702	3 974 649,182	3 752 263,437	3 545 445,235	3 352 861,592	3 173 315,818	3 005 731,200	2 849 136,906
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг тыс	14 388,052	13 709,403	12 916,879	12 181,918	11 499,391	10 864,714	10 273,785	9 722,919	9 208,802	8 728,448
СУГ											
на внутренний рынок	тг тыс	128 736,825	122 664,626	115 573,528	108 997,480	102 890,581	97 211,826	91 924,496	86 995,630	82 395,582	78 097,624
Итоговый производственный доход	тг тыс	6 935 832,103	6 609 477,819	6 227 931,378	5 874 054,640	5 545 385,877	5 239 725,445	4 955 103,169	4 689 750,329	4 442 075,537	4 210 643,904

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	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	10 037 673	399 415	374 533	358 780	395 199	447 980	474 513	494 733	505 341	513 110	518 212	519 979
Затраты на химреагенты	тыс.тг	3 404 299	144 732	149 818	153 977	157 153	165 018	167 319	166 214	164 699	160 598	159 897	161 339
Общепромысловые расходы	тыс.тг	1 429 288	49 263	55 864	58 658	63 872	67 065	66 287	67 944	64 484	60 808	62 328	63 887
Транспортные расходы	тыс.тг	2 019 070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	161 740
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	1 568 122	54 048	61 291	64 355	70 076	73 580	72 726	74 544	70 747	66 715	68 383	70 092
Ликвидация скважин	тыс.тг	571 685	24 424	25 645	13 464	0	14 844	15 215	0	31 970	32 770	16 794	51 643
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	246 446	8 585	9 736	10 223	11 131	11 688	11 552	11 841	11 238	10 597	10 862	11 134
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	123 226	4 293	4 868	5 111	5 566	5 844	5 776	5 921	5 619	5 299	5 431	5 567
Проекты отвода земель	тыс.тг	16 156	563	638	670	730	766	757	776	737	695	712	730
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	2 911 061	101 413	115 002	120 752	131 486	138 060	136 458	139 869	132 746	125 180	128 309	131 517
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	84 731	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6 787
Обслуживание насосов	тыс.тг	133 249	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10 674
Обслуживание УПП	тыс.тг	1 560 796	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	125 029
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	152 952	5 328	6 042	6 345	6 908	7 254	7 170	7 349	6 975	6 577	6 742	6 910
Содержание автодорог	тыс.тг	649 389	22 623	25 654	26 937	29 331	30 798	30 440	31 202	29 613	27 925	28 623	29 338
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	295 265	10 286	11 665	12 248	13 336	14 003	13 841	14 187	13 464	12 697	13 014	13 340
Материалы	тыс.тг	51 708	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 953
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	603 974	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48 382
Расходы по страхованию	тыс.тг	223 362	7 781	8 824	9 265	10 089	10 593	10 470	10 732	10 185	9 605	9 845	10 091
Затраты на ФОТ ИП	тыс.тг	7 748 801	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620 725
Затраты на обучение	тыс.тг	343 505	7 262	14 263	19 589	8 509	14 173	10 151	10 021	10 361	10 376	10 456	10 193
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	34 174 759,98	840 017,64	863 844,76	860 373,38	903 385,97	1 001 666,93	1 022 675,30	1 035 330,97	1 058 179,37	1 042 950,91	1 039 609,42	2 065 049,36
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	1 216 875,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97 478,95
Налог на имущество	тыс.тг	906 167,54	110 789,33	106 565,52	98 558,10	87 513,90	78 853,51	67 643,14	57 644,23	49 176,64	42 001,48	35 908,61	30 585,93
Земельный налог	тыс.тг	21 352,11	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	23,29	1,13	1,23	1,23	1,27	1,27	1,23	1,23	1,13	1,04	1,04	1,04
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 838,08	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	5 878 163,42	616 262,66	518 045,77	462 525,24	410 171,66	413 100,68	364 231,15	261 534,00	257 341,45	253 874,03	247 338,86	238 743,42
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	13 660,81	612,99	660,74	674,62	719,46	747,06	766,77	779,64	779,23	779,12	761,44	734,84
Расходы на НИОКР	тыс.тг	349 077,93	12 835,34	14 263,41	19 588,88	8 509,35	14 173,31	10 151,42	10 020,54	10 361,46	10 376,32	10 456,29	10 193,08
Итого производственных затрат	тыс.тг	42 561 918,33	1 581 607,26	1 504 469,59	1 442 809,62	1 411 389,77	1 509 630,93	1 466 557,17	1 366 398,78	1 376 927,45	1 351 071,07	1 335 163,82	2 443 874,80
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	6 709 844,17	587 182,87	508 184,20	448 665,60	444 134,22	452 492,50	331 155,57	332 897,99	327 561,43	323 147,87	314 829,46	303 888,61
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	5 997 507,19	384 807,31	324 599,36	285 961,30	277 918,21	281 430,34	283 585,51	285 077,63	280 507,67	276 728,10	269 604,63	331 208,71
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	6 337 324,05	481 580,42	406 231,09	357 876,15	347 810,36	352 205,73	346 246,72	339 579,07	325 985,77	339 895,50	323 069,25	304 236,14
Итого расходы по реализации	тыс.тг	19 044 675,41	1 453 570,60	1 239 014,65	1 092 503,05	1 069 862,79	1 086 128,56	960 987,79	957 554,69	934 054,86	939 771,47	907 503,33	939 333,46
Общие и административные расходы													
Административные расходы	тыс.тг	9 771 228,91	336 866,60	384 392,15	404 864,10	440 852,02	462 894,63	457 521,74	468 959,78	445 077,57	419 708,15	430 200,86	440 955,88
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	6 038 236,91	210 354,58	238 542,09	250 469,19	272 733,12	286 369,78	283 045,84	290 121,99	275 347,26	259 652,47	266 143,78	272 797,37
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	881 135,72	27 692,35	33 788,55	36 730,32	39 995,24	41 995,00	41 507,56	42 545,25	40 378,60	38 077,02	39 028,94	40 004,66
Другие административные расходы	тыс.тг	2 851 856,28	98 819,67	112 061,51	117 664,58	128 123,66	134 529,84	132 968,33	136 292,54	129 351,72	121 978,67	125 028,14	128 153,84
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	1 220 319,91	88 944,32	77 272,81	74 943,50	60 784,50	67 188,28	62 255,94	60 359,39	58 692,96	56 913,81	54 705,30	51 891,36
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	847 684,92	70 264,26	60 592,01	52 648,41	51 567,77	51 773,64	50 897,68	49 917,54	47 919,35	46 120,67	43 837,50	41 282,02
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	372 634,99	18 680,06	16 680,80	22 295,09	9 216,73	15 414,64	11 358,27	10 441,85	10 773,61	10 793,14	10 867,80	10 609,34
Итого не производственные затраты	тыс.тг	30 036 224,23	1 879 381,53	1 700 679,60	1 572 310,65	1 571 499,31	1 616 211,47	1 480 765,48	1 486 873,86	1 437 825,40	1 416 393,43	1 392 409,49	1 432 180,69
Итого затраты	тыс.тг	72 598 142,56	3 460 988,78	3 205 149,20	3 015 120,27	2 982 889,09	3 125 842,40	2 947 322,65	2 853 272,64	2 814 752,85	2 767 464,51	2 727 573,32	3 876 055,49
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг	141 381 391,23	10 008 313,51	8 431 233,78	7 582 679,80	7 647 214,86	7 691 194,70	7 752 890,91	7 795 452,30	7 672 902,29	7 571 595,57	7 377 164,47	7 120 768,82
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	72 598 142,56	3 460 988,78	3 205 149,20	3 015 120,27	2 982 889,09	3 125 842,40	2 947 322,65	2 853 272,64	2 814 752,85	2 767 464,51	2 727 573,32	3 876 055,49
Операционный доход	тыс.тг	68 783 248,66	6 547 324,73	5 226 084,59	4 567 559,53	4 664 325,77	4 565 352,30	4 805 568,27	4 942 179,66	4 858 149,44	4 804 131,06	4 649 591,16	3 244 713,33
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	8 398 705,11	717 275,53	651 125,44	537 670,36	535 214,36	525 436,56	505 794,21	490 669,39	467 012,77	448 385,01	424 483,43	398 644,47
Балансовая прибыль	тыс.тг	60 384 543,55	5 830 049,20	4 574 959,14	4 029 889,17	4 129 111,42	4 039 915,74	4 299 774,06	4 451 510,27	4 391 136,67	4 355 746,05	4 225 107,73	2 846 068,87
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	10 211 382,31	1 372 566,99	1 321 874,09	1 099 917,78	1 012 410,25	867 232,65	732 054,27	622 702,08	527 878,41	451 468,85	383 574,29	326 115,26
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	58 571 866,35	5 174 757,74	3 904 210,49	3 467 641,74	3 651 915,53	3 698 119,65	4 073 514,00	4 319 477,57	4 330 271,03	4 352 662,21	4 266 016,86	2 918 598,07
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	58 571 866,35	5 174 757,74	3 904 210,49	3 467 641,74	3 651 915,53	3 698 119,65	4 073 514,00	4 319 477,57	4 330 271,03	4 352 662,21	4 266 016,86	2 918 598,07
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	12 076 908,71	1 166 009,84	914 991,83	805 977,83	825 822,28	807 983,15	859 954,81	890 302,05	878 227,33	871 149,21	845 021,55	569 213,77
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	48 307 634,84	4 664 039,36	3 659 967,32	3 223 911,34	3 303 289,13	3 231 932,59	3 439 819,25	3 561 208,22	3 512 909,33	3 484 596,84	3 380 086,18	2 276 855,09
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	7 603 146,49	774 463,00	406 595,27	351 118,26	431 374,66	460 851,32	679 819,29	856 779,20	910 490,11	964 135,10	964 650,67	251 533,76
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	40 704 488,35	3 889 576,36	3 253 372,04	2 872 793,08	2 871 914,47	2 771 081,27	2 759 999,96	2 704 429,02	2 602 419,22	2 520 461,74	2 415 435,51	2 025 321,33

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	526 139	523 038	515 512	508 958	503 301	498 477	494 430	491 106	488 462	486 456
Затраты на химреагенты	тыс.тг	163 042	164 662	156 372	158 786	161 332	164 007	166 811	169 742	172 799	175 983
Общепромысловые расходы	тыс.тг	65 484	67 121	68 799	70 519	72 282	74 089	91 129	77 840	79 786	81 780
Транспортные расходы	тыс.тг	165 783	169 928	174 176	178 530	182 993	187 568	192 258	197 064	201 991	207 040
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	71 845	73 641	75 482	77 369	79 303	81 286	99 981	85 401	87 536	89 724
Ликвидация скважин	тыс.тг	35 289	54 257	37 076	57 004	58 429	39 926	20 462	20 974	21 498	0
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	11 412	11 698	11 990	12 290	12 597	12 912	13 235	13 566	13 905	14 252
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	5 706	5 849	5 995	6 145	6 299	6 456	6 618	6 783	6 953	7 126
Проекты отвода земель	тыс.тг	748	767	786	806	826	846	868	889	912	934
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	134 805	138 175	141 629	145 170	148 799	152 519	156 332	160 240	164 246	168 353
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	6 957	7 131	7 309	7 492	7 679	7 871	8 068	8 270	8 477	8 689
Обслуживание насосов	тыс.тг	10 941	11 214	11 495	11 782	12 077	12 379	12 688	13 005	13 330	13 664
Обслуживание УПГ	тыс.тг	128 155	131 359	134 643	138 009	141 459	144 995	148 620	152 336	156 144	160 048
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	7 083	7 260	7 441	7 627	7 818	8 014	8 214	8 419	8 630	8 846
Содержание автодорог	тыс.тг	30 072	30 824	31 594	32 384	33 194	34 023	34 874	35 746	36 640	37 556
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	13 673	14 015	14 365	14 724	15 093	15 470	15 857	16 253	16 659	17 076
Материалы	тыс.тг	5 798	5 526	5 207	4 911	4 636	4 381	4 143	3 921	3 714	3 520
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	49 591	50 831	52 102	53 405	54 740	56 108	57 511	58 949	60 422	61 933
Расходы по страхованию	тыс.тг	10 343	10 602	10 867	11 139	11 417	11 703	11 995	12 295	12 602	12 918
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	636 243	652 149	668 453	685 164	702 294	719 851	737 847	756 293	775 201	794 581
Затраты на обучение	тыс.тг	20 448	20 688	21 194	21 204	21 711	22 051	22 212	22 699	22 768	23 173
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	2 099 558,07	2 150 733,11	2 152 488,14	2 203 417,47	2 238 277,12	2 254 933,67	2 304 152,07	2 311 791,58	2 352 674,19	2 373 650,56
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	99 915,92	102 413,82	104 974,17	107 598,52	110 288,48	113 045,70	115 871,84	118 768,63	121 737,85	124 781,30
Налог на имущество	тыс.тг	26 059,51	22 208,43	18 930,75	16 140,26	13 763,99	11 740,00	10 015,75	8 546,58	7 294,54	6 227,35
Земельный налог	тыс.тг	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	71,40	71,40	71,40	111,10	113,87	116,72	119,64	122,63	125,69	128,84
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	232 543,81	221 602,40	208 810,30	196 945,86	185 926,53	175 678,59	166 135,97	157 239,39	148 935,49	141 176,16
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	715,62	681,87	642,45	605,90	571,95	540,38	510,99	483,59	458,02	434,13
Расходы на НИОКР	тыс.тг	20 447,65	20 687,67	21 194,43	21 204,27	21 710,74	22 051,49	22 211,80	22 699,45	22 767,97	23 173,04
Итого производственных затрат	тыс.тг	2 480 329,80	2 519 416,52	2 508 129,45	2 547 041,18	2 571 670,50	2 579 124,36	2 620 035,86	2 620 669,66	2 655 011,56	2 670 589,17
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	295 997,33	282 070,37	265 787,74	250 685,87	236 659,74	223 615,47	211 468,99	200 144,82	189 575,06	179 698,47
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	322 607,99	307 428,98	289 682,50	273 222,95	257 935,85	278 535,86	263 406,18	249 300,77	236 135,06	237 822,31
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	311 347,23	289 461,50	266 099,72	262 348,56	241 629,16	237 591,92	219 206,10	202 407,43	198 732,26	183 783,99
Итого расходы по реализации	тыс.тг	929 952,56	878 960,85	821 569,95	786 257,39	736 224,75	739 743,24	694 081,27	651 853,02	624 442,37	601 304,77
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	451 979,77	463 279,27	474 861,25	486 732,78	498 901,10	511 373,63	539 391,43	537 261,92	550 693,47	564 460,80
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	279 617,31	286 607,74	293 772,93	301 117,26	308 645,19	316 361,32	324 270,35	332 377,11	340 686,54	349 203,70
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	41 004,78	42 029,90	43 080,65	44 157,66	45 261,61	46 393,15	47 552,97	48 741,80	49 960,34	51 209,35
Другие административные расходы	тыс.тг	131 357,69	134 641,63	138 007,67	141 457,86	144 994,31	148 619,17	167 568,11	156 143,01	160 046,59	164 047,75
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	60 087,81	57 880,37	55 456,47	52 807,94	50 881,04	49 018,74	47 165,29	45 808,78	44 201,00	43 060,29
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	39 229,29	36 471,73	33 528,17	30 851,83	28 415,26	26 194,20	24 167,19	22 315,16	20 621,15	19 070,07
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	20 858,52	21 408,64	21 928,29	21 956,11	22 465,78	22 824,54	22 998,10	23 493,62	23 579,85	23 990,22
Итого не производственные затраты	тыс.тг	1 442 020,14	1 400 120,49	1 351 887,67	1 325 798,11	1 286 006,88	1 300 135,61	1 280 637,99	1 234 923,72	1 219 336,84	1 208 825,86
Итого затраты	тыс.тг	3 922 349,95	3 919 537,00	3 860 017,12	3 872 839,30	3 857 677,38	3 879 259,97	3 900 673,85	3 855 593,38	3 874 348,40	3 879 415,03
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	6 935 832,10	6 609 477,82	6 227 931,38	5 874 054,64	5 545 385,88	5 239 725,44	4 955 103,17	4 689 750,33	4 442 075,54	4 210 643,90
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	3 922 349,95	3 919 537,00	3 860 017,12	3 872 839,30	3 857 677,38	3 879 259,97	3 900 673,85	3 855 593,38	3 874 348,40	3 879 415,03
Операционный доход	тыс.тг	3 013 482,16	2 689 940,81	2 367 914,26	2 001 215,34	1 687 708,50	1 360 465,48	1 054 429,32	834 156,95	567 727,14	331 228,87
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	377 935,62	350 884,79	322 283,32	296 335,56	272 749,97	251 276,12	231 696,58	213 820,92	197 481,37	182 529,34
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 635 546,54	2 339 056,03	2 045 630,93	1 704 879,78	1 414 958,53	1 109 189,36	822 732,74	620 336,03	370 245,77	148 699,53
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	277 407,72	236 069,54	200 955,32	171 108,93	145 727,99	124 136,57	105 763,63	90 125,81	76 813,35	65 478,52
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 736 074,44	2 453 871,27	2 166 958,94	1 830 106,41	1 541 980,50	1 236 328,91	948 665,68	744 031,14	490 913,79	265 750,35
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 736 074,44	2 453 871,27	2 166 958,94	1 830 106,41	1 541 980,50	1 236 328,91	948 665,68	744 031,14	490 913,79	265 750,35
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	527 109,31	467 811,21	409 126,19	340 975,96	282 991,71	221 837,87	164 546,55	124 067,21	74 049,15	29 739,91

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	2 108 437,23	1 871 244,82	1 636 504,75	1 363 903,83	1 131 966,82	887 351,48	658 186,19	496 268,82	296 196,62	118 959,63
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	213 637,18	156 593,33	105 711,13	56 655,26	18 738,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 894 800,05	1 714 651,49	1 530 793,62	1 307 248,57	1 113 227,87	887 351,48	658 186,19	496 268,82	296 196,62	118 959,63

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	141 381 391,23	10 008 313,51	8431233,78	7582679,80	7647214,86	7691194,70	7752890,91	7795452,30	7672902,29	7571595,57	7377164,47	7120768,82
Итого приток средств	тыс.тг	141 381 391,23	10008313,51	8431233,78	7582679,80	7647214,86	7691194,70	7752890,91	7795452,30	7672902,29	7571595,57	7377164,47	7120768,82
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	72 598 142,56	3 460 988,78	3205149,20	3015120,27	2982889,09	3125842,40	2947322,65	2853272,64	2814752,85	2767464,51	2727573,32	3876055,49
прямые затраты	тыс.тг	34 174 759,98	840017,64	863844,76	860373,38	903385,97	1001666,93	1022675,30	1035330,97	1058179,37	1042950,91	1039609,42	2065049,36
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	8 387 158,35	741589,62	640624,83	582436,24	508003,81	507964,00	443881,87	331067,81	318748,08	308120,17	295554,41	378825,43
расходы периода	тыс.тг	30 036 224,23	1879381,53	1700679,60	1572310,65	1571499,31	1616211,47	1480765,48	1486873,86	1437825,40	1416393,43	1392409,49	1432180,69
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	2 919 834,34	796546,87	1334719,95	19415,52	620352,44	104571,89	0,00	21567,90	0,00	22659,78	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	12 076 908,71	1166009,84	914991,83	805977,83	825822,28	807983,15	859954,81	890302,05	878227,33	871149,21	845021,55	569213,77
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	7 603 146,49	774463,00	406595,27	351118,26	431374,66	460851,32	679819,29	856779,20	910490,11	964135,10	964650,67	251533,76
Баланс НДС	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
Итого отток средств	тыс.тг	95 198 032,11	6198008,49	5861456,24	4191631,88	4860438,48	4499248,75	4487096,74	4621921,80	4603470,29	4625408,59	4537245,54	4696803,02
Поток денежной наличности	тыс.тг	46 183 359,12	3 810 305,02	2 569 777,54	3 391 047,92	2 786 776,38	3 191 945,94	3 265 794,17	3 173 530,50	3 069 432,00	2946186,97	2839918,94	2423965,80
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	24 569 189,63	3810305,02	2318247,67	2759704,18	2045950,06	2114037,75	1951238,35	1710521,32	1492478,67	1292333,87	1123788,72	865305,60
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	20 673 099,44	3810305,02	2234589,17	2564119,41	1832350,71	1825005,45	1623676,88	1372004,81	1153913,18	963113,75	807282,21	599167,27
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	17 394 954,76	3810305,02	2141481,28	2354894,39	1612717,82	1539325,78	1312449,43	1062808,94	856622,14	685188,93	550395,32	391484,01
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	46 183 359,12	3810305,02	6380082,56	9771130,48	12557906,86	15749852,81	19015646,98	22189177,48	25258609,48	28204796,45	31044715,39	33468681,19
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	24 569 189,63	3810305,02	6128552,69	8888256,87	10934206,93	13048244,69	14999483,03	16710004,35	18202483,03	19494816,89	20618605,61	21483911,21
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	20 673 099,44	3810305,02	6044894,19	8609013,60	10441364,30	12266369,76	13890046,64	15262051,45	16415964,63	17379078,38	18186360,59	18785527,86
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	17 394 954,76	3810305,02	5951786,30	8306680,69	9919398,51	11458724,29	12771173,72	13833982,67	14690604,80	15375793,73	15926189,05	16317673,06

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	6935832,10	6609477,82	6227931,38	5874054,64	5545385,88	5239725,44	4955103,17	4689750,33	4442075,54	4210643,90
Итого приток средств	тыс.тг	6935832,10	6609477,82	6227931,38	5874054,64	5545385,88	5239725,44	4955103,17	4689750,33	4442075,54	4210643,90
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	3922349,95	3919537,00	3860017,12	3872839,30	3857677,38	3879259,97	3900673,85	3855593,38	3874348,40	3879415,03
прямые затраты	тыс.тг	2099558,07	2150733,11	2152488,14	2203417,47	2238277,12	2254933,67	2304152,07	2311791,58	2352674,19	2373650,56
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	380771,73	368683,41	355641,31	343623,71	333393,38	324190,69	315883,79	308878,08	302337,37	296938,62
расходы периода	тыс.тг	1442020,14	1400120,49	1351887,67	1325798,11	1286006,88	1300135,61	1280637,99	1234923,72	1219336,84	1208825,86
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	527109,31	467811,21	409126,19	340975,96	282991,71	221837,87	164546,55	124067,21	74049,15	29739,91
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	213637,18	156593,33	105711,13	56655,26	18738,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	4663096,43	4543941,54	4374854,43	4270470,51	4159408,04	4101097,84	4065220,40	3979660,59	3948397,55	3909154,94
Поток денежной наличности	тыс.тг	2272735,67	2065536,28	1853076,95	1603584,13	1385977,84	1138627,61	889882,77	710089,74	493677,98	301488,97
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	731907,60	600073,51	485656,70	379133,35	295611,16	219083,94	154463,52	111191,27	69737,36	38420,01
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	488509,13	386063,50	301176,81	226632,39	170329,03	121679,18	82693,15	57378,89	34688,44	18421,06
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	305882,92	231663,64	173195,76	124897,66	89957,55	61585,97	40109,90	26671,71	15452,55	7864,05
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	35741416,86	37806953,14	39660030,09	41263614,21	42649592,05	43788219,66	44678102,43	45388192,17	45881870,15	46183359,12
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	22215818,81	22815892,32	23301549,02	23680682,37	23976293,53	24195377,47	24349840,99	24461032,26	24530769,62	24569189,63
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	19274036,99	19660100,49	19961277,30	20187909,69	20358238,73	20479917,90	20562611,05	20619989,94	20654678,38	20673099,44
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	16623555,97	16855219,61	17028415,37	17153313,03	17243270,58	17304856,55	17344966,45	17371638,16	17387090,70	17394954,76

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

С целью подтверждения достоверности расчетов прогнозных технологических показателей и достижения утвержденного значения КИН по всем эксплуатационным объектам, расчет КИН выполнен также согласно «коэффициентной методике» ТатНИПИ, включающей в себя коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$), коэффициент охвата ($K_{\text{охв}}$) и коэффициент заводнения ($K_{\text{з}}$). Результаты выполненного расчета представлены в таблице 4.3.1.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использовались следующие формулы:

$$K_I = K_I' \times K_I''$$

В этих формулах K_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 $h_{\text{н.мин}}/h_{\text{чнз}}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$(h_{\text{н.мин}}/h_{\text{чнз}})^2 = 1/[1+(A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_{\text{в}}/\mu_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н}}/\gamma_{\text{в}}]^2;$$

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

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

$\mu_{\text{в}}/\mu_{\text{н}}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\gamma_{\text{н}}/\gamma_{\text{в}}$ – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

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

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

$K_{1П}$ – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. Данный параметр применяется при рядной системе размещения скважин и, в связи с разработкой месторождения Камышитовое Юго-Восточное с ППД путем внутриконтурного заводнения без применения рядной системы, данный параметр принят равным 1;

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

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

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.

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

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

где: $K_{3н}$ – доля отбора подвижных запасов нефти за безводный период разработки, условно безводным можно считать период эксплуатации скважины с обводненностью менее 5%; $K_{3к}$ – 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.

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2v^2}$$

$$K_{3к} = 1/(0,95 + 0,25 \cdot v^2);$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} (1 + \mu_*) \frac{\mu_n \gamma_6}{\gamma_n}$$

где: μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях ($\mu_* = (\mu_n / \mu_6) \cdot K_2^{1,5}$).

ν^2 – расчетная послойная неоднородность пластов, данный параметр является комплексным, объединяющим различные виды неоднородности, действующие взаимно, независимо и одновременно.

V_1^2 – действительная послойная неоднородность.

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

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

Затем осуществляется переход к неограниченно большой совокупности:

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

Аналогичным образом определяется зональная неоднородность ($V_{зон}^2$), 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:

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

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

$$V_3^2 = \frac{\frac{V_{зон}^2}{n_*} + 1}{\frac{V_{зон}^2}{n_*} + 1}$$

Таким образом, расчетная послойная неоднородность определяется по следующей формуле:

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

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_6} \cdot K_\phi$$

где: K_ϕ – фильтрационный коэффициент.

$$K_{\phi} = K_2^{1,5}$$

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

Высокая неоднородность и расчлененность пластов играет очень важное значение при сопоставлении расчетных КИН (КИН рассчитанные по коэффициентной методике) с показателями разработки по вариантам (КИН к концу рентабельного периода разработки) в связи с тем, что в коэффициентной методике невозможно достоверно оценить степень влияния неоднородности пластов на конечную нефтеотдачу, т.к. для этого нужно выполнять динамический расчет на основании фактических показателей эксплуатации скважин и их интерференции.

Как и в настоящее время, разработка залежей II-объекта месторождений будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством

Исходя из этого, по результатам расчета КИН по коэффициентной методике, можно заключить, что наиболее оптимальным является 2 вариант.

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

Объекты	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.			
		K ₁	K ₂	K ₃	КИН
I	1	0,708	0,643	0,408	0,186
	2	0,708	0,643	0,408	0,186
II русло	1	0,850	0,665	0,688	0,389
	2	0,850	0,665	0,688	0,389
II нерусло	1	0,903	0,665	0,344	0,206
	2	0,912	0,665	0,344	0,209
III	1	0,684	0,680	0,952	0,443
	2	0,752	0,680	0,952	0,487
IV	1	0,969	0,680	0,487	0,321
	2	0,974	0,680	0,487	0,323

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

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

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

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант – 2026 - 2045 гг.

2 вариант – 2026 - 2046 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 867,8 млн. тенге.

2 вариант – 2919,8 млн. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 51 398,6 млн. тенге.

2 вариант – 72 598,1 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

1 вариант – 14 043,6 млн. тенге.

2 вариант – 21 428,0 млн. тенге.

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

1 вариант – 18 504,1 млн. тенге.

2 вариант – 24 569,2 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по второму варианту, бурение скважин приносит недропользователю дополнительный доход. Таким образом, рекомендуемым является второй вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2045	2026 - 2046
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	318	482
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	63,3	73,8
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	15,5	18,4
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	95,3	95,6
Темп отбора при проектном уровне	%	2,1	2,5
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	сквж	46	49
добывающих	сквж	41	43
нагнетательных	сквж	5	6
Ввод новых скважин из бурения	сквж	1	4
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти	тыс. т	606	891
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	2 713	2 998
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	172	256
добыча жидкости	тыс. т	5 503	9 139
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	10 396	14 033
закачка воды	тыс. м3	878	1 110
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	2 485	2 717
Коэффициент извлечения нефти	%	35,32%	39,02%
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	94,28%	95,43%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	94 828,4	141 381,4
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	867,8	2 919,8
в строительство скважин	млн. тг	603,4	2 353,9
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	264,4	565,9
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	51 398,6	72 598,1
производственные расходы	млн. тг	23 589,0	34 174,8
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	5 788,0	8 387,2
непроизводственные расходы	млн. тг	22 021,6	30 036,2
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	59 586,8	82 809,5
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	31 585,1	46 183,4
- Поступления Государству	млн. тг	25 488,2	40 934,1
Чистые дисконтированные поступления			
- после налогообложения			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	18 504,1	24 569,2
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	16 003,7	20 673,1
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	13 849,7	17 395,0
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	14 043,6	21 428,0
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	11 995,8	18 032,6
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	10 273,6	15 206,7
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	37,395	16,817
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	28,122	10,587
при ставке дисконта в 15%	ед.	26,446	9,416
при ставке дисконта в 20%	ед.	25,124	8,420

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

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

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

На дату составления Проекта разработки (на 01.01.2026г.) добыча нефти на месторождении Акшабулак Южный осуществляется механизированными способами.

При механизированной эксплуатации скважины эксплуатируются при помощи установок штанговых глубинных насосов (УШГН) и установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

По состоянию на 01.01.2026г. весь пробуренный фонд скважин составляет 42 ед. В эксплуатационном фонде добывающих скважин числится скважины - 18 ед., все скважины в работе. В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин числится скважины - 1 ед., из них действующий фонд составляет 2 скважины, одна скважина в простое.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта за период ввода скважин из бурения, т.е. до 2046г., полная версия технологических показателей вариантов разработки представлены в главе 4.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 4 добывающих скважин, скважины планируется эксплуатировать механизированным способом, при помощи УЭЦН, со средними дебитами на одну скважины по жидкости от 35,3 до 66,4 т/сут. Средняя обводненность варьируется от 74,0 до 95 %. В 2029 году эксплуатационный фонд добывающих скважин достигнет максимального значения – 49 скважины. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Показатели	Годы																				
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Ввод скважин	1	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний эксплуатационный фонд	21	22	22	23	22	21	21	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Дебит по жидкости, тн/сут:	53,6	47,6	47,5	49,0	55,1	61,9	65,9	73,3	79,9	82,0	81,8	81,8	81,1	80,1	79,2	78,3	77,4	76,5	75,7	74,9	74,1
максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
средний	11,0	9,2	8,3	7,5	7,4	7,6	7,6	8,0	8,3	8,0	7,5	7,0	6,5	5,9	5,5	5,0	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4
Средняя обводненность, %	79,4	80,8	82,5	84,6	86,5	87,7	88,4	89,1	89,6	90,2	90,9	91,4	92,0	92,6	93,1	93,6	94,0	94,4	94,8	95,1	95,4

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

6.1.2 Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование скважин на месторождении Акшабулак Южный 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 I, II, III Объектов разработки и подъёмника диаметром соответственно 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

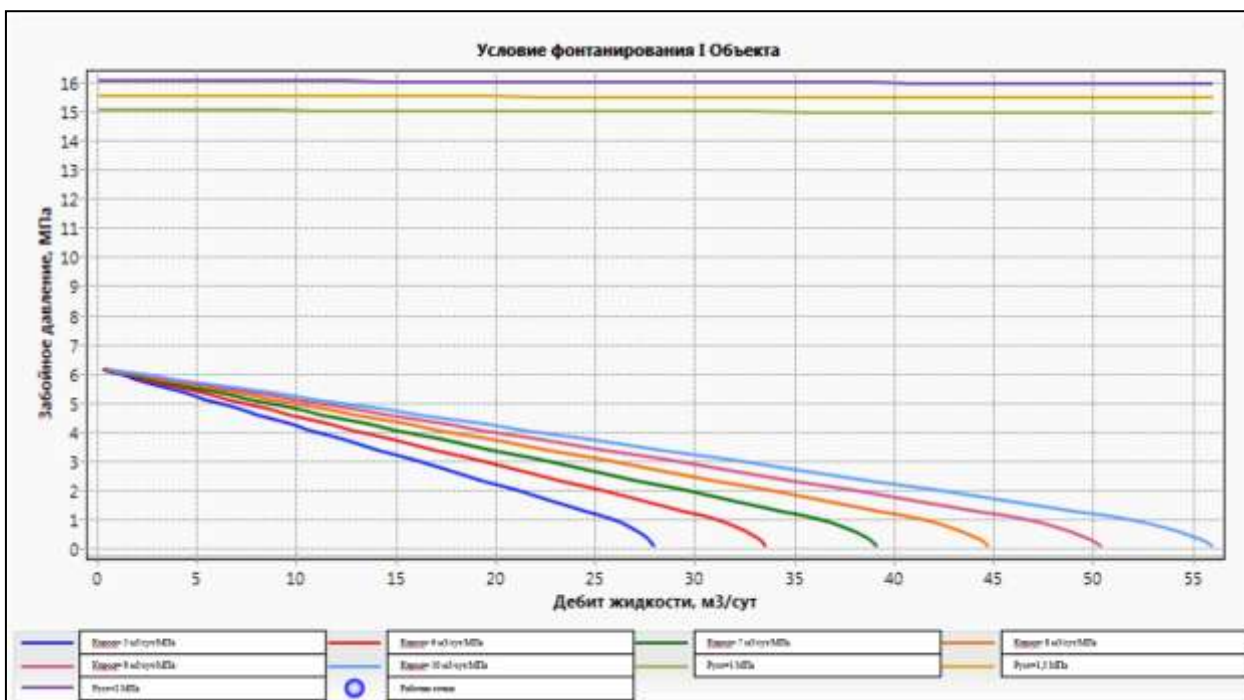


Рисунок 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта механизированными способами.

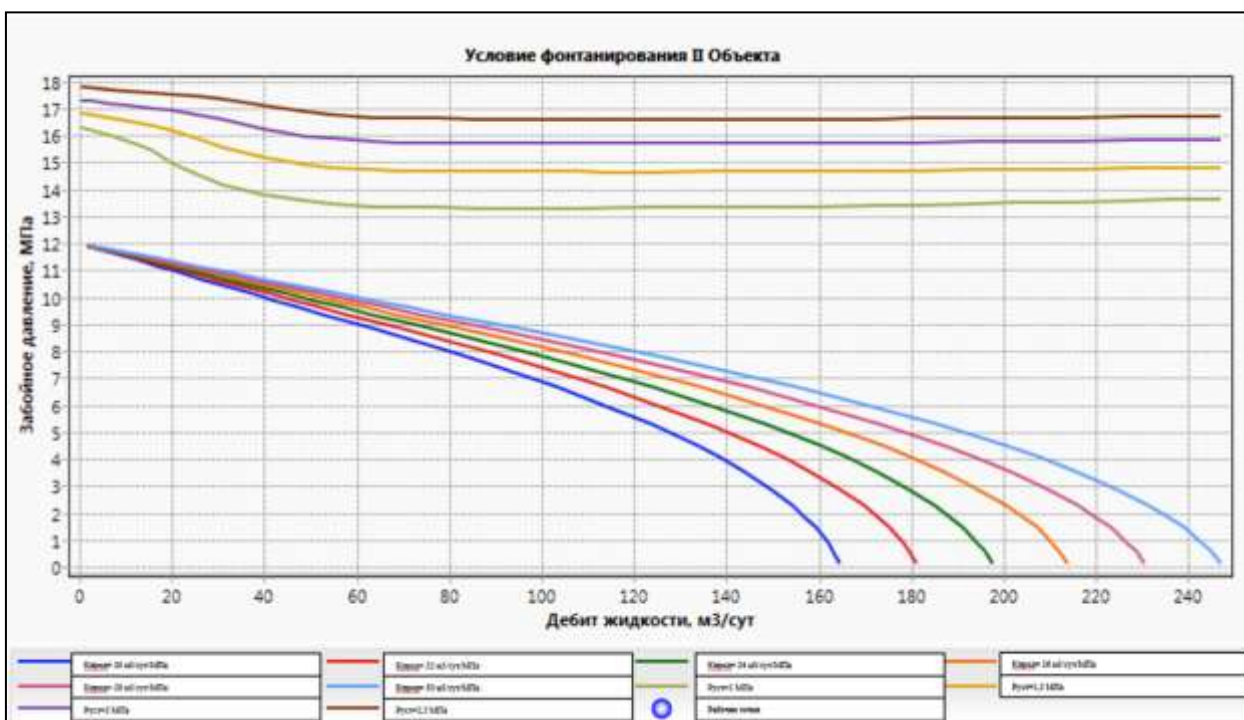


Рисунок 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины II Объекта механизированными способами.

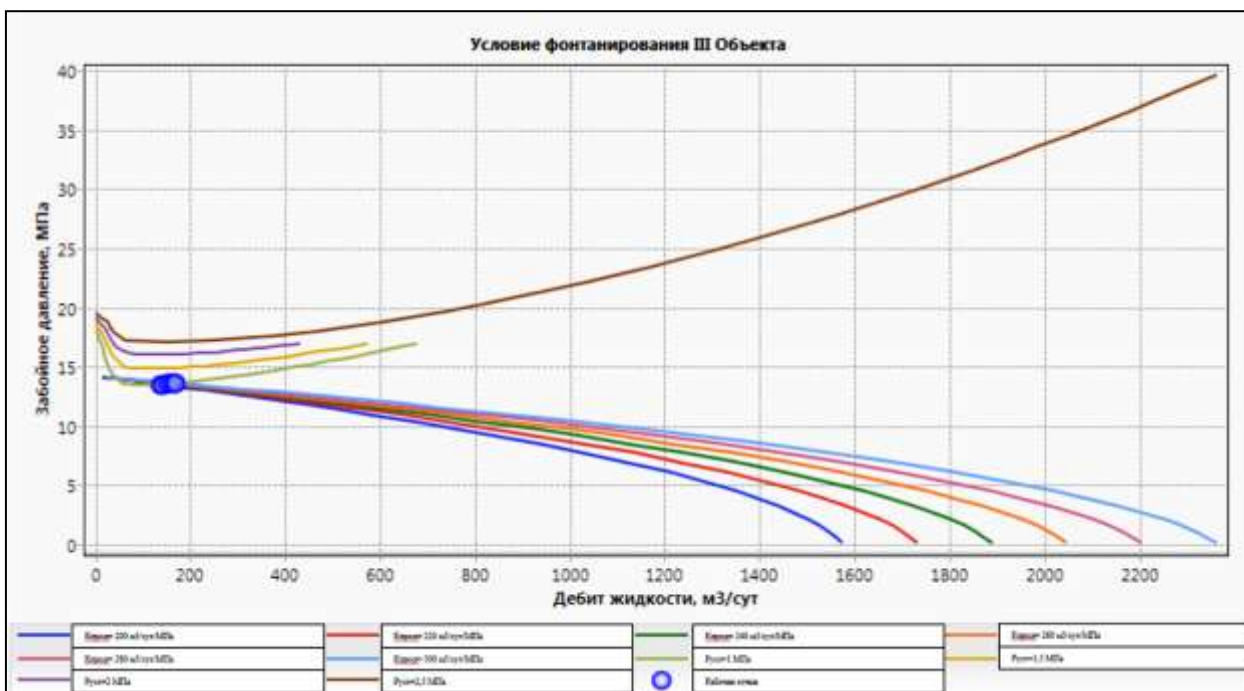


Рисунок 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)

Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.3) условие фонтанирования возможно при $P_y = 1$ МПа, с $P_{заб}$ от 13 до 14 МПа, при Коэффициенте продуктивности пласта от 200 до 300 м³/сут/МПа.

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 оборудования и режимов работы механизированных скважин

Обоснование выбора устьевое 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.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа «АФК1-65х21», по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает 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 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 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 Акшабулак Южный. Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

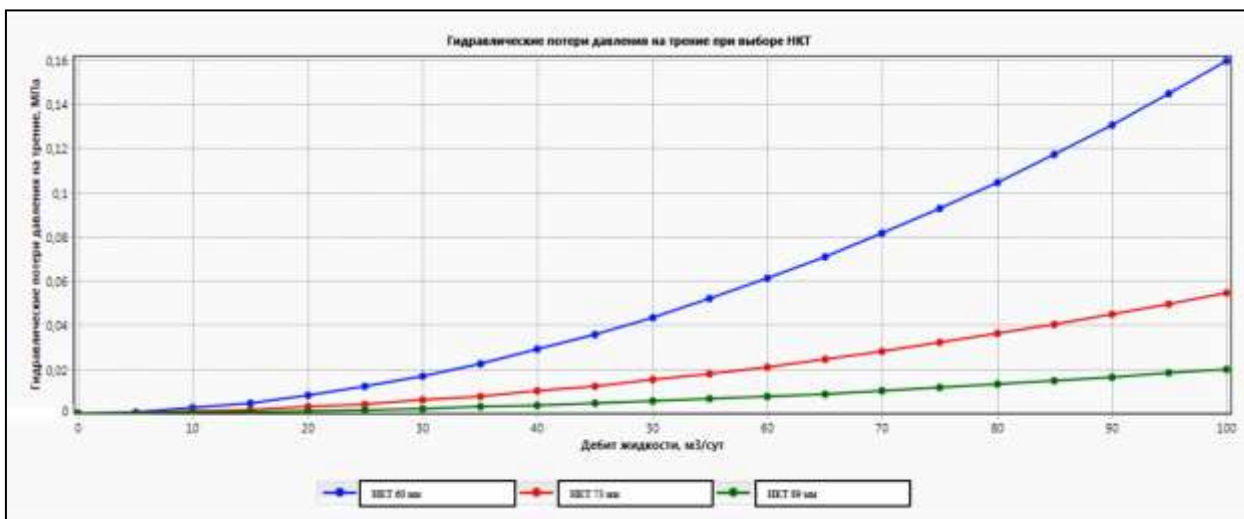


Рисунок 6.1.4 – Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Акшабулак Южный 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 большого диаметра, и т.п.).

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

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- 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 Акшабулак Южный накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная с 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 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съемные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и

антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

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

6.1.4 Обоснование и выбор оборудования технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Технология одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче предлагается использование установок штангового глубинного насоса (УШГН) и установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), хорошо зарекомендовавший себя на месторождении.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УШГН

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 1500 м). К преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

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

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

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

электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Устьевое оборудование

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.

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКД-8, ПШГН-8.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы вставного исполнения 25-150/125-RHMB, 25-175-RHMB, 25-150-RHAM, 25-175 -RHAM. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм.

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.

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.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электрокабеля к ГНО, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

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

На рисунке 6.1.1 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

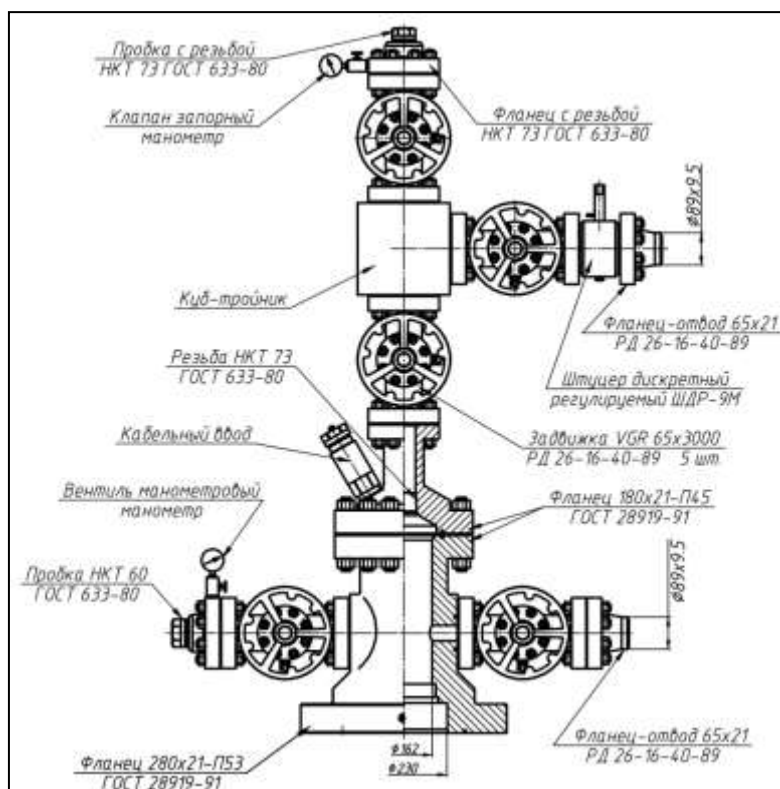


Рисунок 6.1.5 – Устьевая арматура УЭЦН

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

Проекция скважины поступает через боковое отверстие трубной подвески, а сброс давления из затрубного пространства производится через встроенный в корпус трубной подвески перепускной клапан.

Наземное оборудование электроцентробежных установок представлено автоматическими станциями управления типа Электрон-05 и Триол АК06 с частотно-регулируемыми приводами с обратной связью с ГНО посредством комплектной погружной телеметрии (станции имеют множество настроек для работы с УЭЦН и графическую панель

отображения информации), масляным повышающим трансформатором для УЭЦН (типа ТМПН), газоотделительной электро-коробкой, площадкой и линиями электро-кабелей.

Внутрискважинное оборудование

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

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электро-кабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали)

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

В целом условия для эксплуатации УЭЦН на месторождении Акшабулак Южный являются благоприятными – низкая вязкость флюида, невысокие температуры и концентрация агрессивных компонентов, не большая глубина пластов и оптимальные размеры э/к. Указанные факторы сказываются на наработке УЭЦН, которая продолжает расти.

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

В процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования месторождения Акшабулак Южный, выявляются такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, пескопроявления, а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции парафиноотложение.

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

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

В процессе эксплуатации скважин месторождения Акшабулак Южный возникают осложнения, связанные со специфической особенностью нефти – содержанием в ней тяжелых углеводородов: парафина – 7,3 %. Нефть является легкой (плотность нефти составляет 0,697 г/см³), также малосернистой (0,125 % масс), малосмолистой (6,55 % масс). Содержание в нефти парафиновых отложений приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и прифилтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

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

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин и выкидных линии горячей нефтью и горячей водой.

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

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

В настоящее время на месторождении осуществляется механическое скребкование ствола НКТ скребками лезвийными (с ножами) для УДС, D -58 мм. Длина скребка - 1900 мм. Масса - 10кг. Назначение УДС (установка депарафинизации скважин): механическая очистка от парафина труб НКТ фонтанных и оборудованных ЭЦН нефтяных скважин

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, на месторождении применяется обработка горячей водой (ОГВ), выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина марки Рандап-6028 (РауанНалко), PDH-4060 (HIMRON) из расчета на 1 м³ теплоносителя – 1-2 литра диспергатора парафина.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу двигается вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. Данные мероприятия по защите от АСПО на месторождении Акшабулак Южный являются эффективными. За отчетный период были проведены промывки выкидных линии (ПГВ) с применением диспергатора парафина в концентрации 1 литр на 1м³ в объеме 39 операции.

Как следует из представленных данных проблема защиты промыслового оборудования от АСПО продолжает оставаться весьма значительным. Также необходимо проводить работы по выбору других эффективных методов удаления парафиноотложений на основе проведения специальных комплексных лабораторных исследований.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

Пластовые воды меловых продуктивных горизонтов М-II-1, М-II-2 месторождения Акшабулак Южный по классификации В. А. Сулина представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Величина общей минерализации варьирует от 51,7 до 79,6 г/дм³, в среднем составляя 57,6 г/дм³, при средней

плотности 1,05 г/см³. Воды жесткие, величина общей жесткости достигает до 200 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации $r_{Na/rCl} = 0,79 - 0,88$. Характеристика пластовых вод юрского горизонта Ю-III приводится по одной пробе воды, полученной со скважины №207. Воды представляют собой рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 113,5 г/дм³ и плотностью воды 1,066 г/дм³. Воды метаморфизованные, коэффициент $r_{Na/rCl} = 0,88$, жесткие, величина общей жесткости составляет 449,0 мг-экв/дм³. Реакция среды нейтральная, pH = 6,4.

Присутствие в пластовых водах большого количества ионов хлора и сульфата может инициировать локальную коррозию и внедряются в пассивирующую поверхность металла оксидные или сульфидные плёнки, способствует их локальному растворению и, тем самым, инициирует локальные коррозионные процессы в виде язв и питтингов. Присутствие значительного количества сульфатов в подтоварных водах может инициировать появление сероводорода в газе по отдельным скважинам. По теории микробной сульфатредукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода.

Для защиты от коррозии системы сбора и подготовки нефти применяется ингибитор коррозии марки РАНКОР-1105 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 25 гр/м³. Ингибитор коррозии РАНКОР-1105 предназначен для коррозионной защиты наземного оборудования и коллекторов системы водоподготовки начиная от трехфазных сепараторов на центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), установке предварительного сброса воды (УПСВ), до технологических линии и оборудования блочно-кустовых насосных станции (БКНС), а также внутрипромысловых коллекторов, транспортирующие высокообводненную жидкость.

Для подавления и контроля роста СВБ (сульфатвосстанавливающие бактерии) и для защиты от биокоррозии нефтепромыслового и газодобывающего оборудования, контактирующего со средами носителями, зараженными СВБ бактериями на месторождении Акшабулак Южный применяется бактерицид марки Ранцид-7009 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 40гр/м³.

Как и при парафиноотложении, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промыслового оборудования. В целях проведения ОГВ и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложения марки «Ранскейл»-4115» производитель ТОО «Рауан-Налко» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения образования сульфата

бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1 литр на 10 м³ теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м³).

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

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга – наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с пескопроявлением в ходе эксплуатации скважин

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.

Наиболее простым методом является установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры. При применении этого метода борьбы с пескопроявлениями важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка. Применение щелевых фильтров с гравийной насыпкой не требует специальной конструкции забоя скважин.

В целом методы борьбы с выносом песка условно подразделяются на:

- химические способы (обработка песка в пласте);

- механические способы (перекрытие песка на забое).

К химическим методам относят искусственное закрепление рыхлых песков путём ввода в пласт цементирующих веществ или образования их непосредственно в пласте путём окисления нефти.

Механический способ заключается в экранировании скважины от песка путём спуска на забой различного рода фильтров или образование их на месте путём намывки.

В настоящее время на месторождении Акшабулак Южный, проблему, связанную с песчаными пробками в скважинах, решается посредством устройства Десендера (УСПШ - установка скважинная пескозащитная) использующее принцип разделения фаз в поле центробежных сил и ускорения струи в кольцевом ускорителе. Пластовая жидкость с песком поступает через входные отверстия в полость корпуса и далее в рабочую область шнекового сепаратора. В процессе закручивания потока в поле центробежных сил происходит разделение твердой и жидкой фаз: твердые частицы, имеющие более высокую плотность, «отжимаются» к периферийной части шнека. Затем поток смеси поступает в кольцевой ускоритель со спиральными пазами, на выходе из которого он резко увеличивает скорость – как линейную составляющую, так и угловую, что позволяет улучшить качество сепарации. Песок попадает в контейнер-пескосборник, очищенная жидкость через всасывающий патрубок поступает в насос. Коэффициент сепарации песка фракций размером $\leq 0,1$ мм (в оптимальной области дебитов) 95%. Минимальный размер сепарируемых частиц, 5 мкм. Твердость рабочих поверхностей шнека и запорного элемента, не менее - 55HRCэ. с использованием шнека №30 в оптимальной зоне применения для дебитов 35-70м³. Во время проведения ПРС и КРС проводят работы с обратной промывкой скважин от песчаных пробок. На выкидных линиях скважин образование песчаных пробок не наблюдалось.

Применение десендеров хотя и не решает проблему полностью, но позволяет увеличить наработку оборудования на отказ за счет частичной сепарации крупных фракций механических примесей и защиты насоса от залповых выбросов песка, однако использование этого оборудования будет наиболее эффективным в сочетании с технологиями крепления призабойной зоны пласта.

Таким образом мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО на месторождении Акшабулак Южный показывают высокую эффективность и позволяют повысить производительность скважин.

В таблице 6.2.2 приведены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.

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

№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Тепловые методы удаления АСПО: ОГН, ОГВ	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика	-
2		Механические методы удаления АСПО: (скребки, парафинорезки).	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика	-
3		Ввод ингибиторов коррозии	Нагнетательные скважины, трубопроводы, промысловое оборудование и на вход резервуара пластовой воды	Постоянно	-
4		Промывка песчаных пробок	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика	-

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении Акшабулак Южный осуществляется на групповой установке ГУ-2 месторождения Акшабулак. Объект ГУ-2 находится в консервации. После замера газожидкостная смесь по общему сборному коллектору Ø300 мм протяженностью 3160 м поступает на ЦППН Акшабулак, где далее происходит разделение смеси и подготовка нефти до товарного качества.

Существующая система сбора продукции скважин

Сооружения групповой установки месторождения «Акшабулак» предназначен для сбора, дегазации и откачки пластовой жидкости для дальнейшей подготовки нефти на ЦППН «Акшабулак».

Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции

По состоянию на 01.01.2026 год фонд добывающих скважин составляет 18 ед.: №35, 37, 38, 46, 51, 52, 56, 57, 59, 62, 63, 65, 73, 75, 77, 78,81 и 273.

Газожидкостная смесь с добывающих скважин по выкидным линиям поступает в автоматизированную групповую замерную установку марки «ОЗНА-МАССОМЕР 400-14» в кол-ве 2-единиц для замера дебита скважинной продукции.

В таблице 6.3.1 представлены характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный.

Таблица 6.3.1 – Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный

№	№ скважины	Диаметр, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м	Материал исполнения	АГЗУ
1.	AKSH-№35	108х4	3923	с\пластик	ГУ-2
2.	AKSH-№37	108х4	8159	с\пластик	ГУ-2
3.	AKSH-№38	108х4	4360	с\пластик	ГУ-2
4.	AKSH-№46	108х4	6300	с\пластик	АГЗУ-3
5.	AKSH-№51	108х4	2551	с\пластик	АГЗУ-5
6.	AKSH-№52	108х4	3039	с\пластик	АГЗУ-5
7.	AKSH-№56	108х4	3154	с\пластик	АГЗУ-5
8.	AKSH-№57	108х4	2306	с\пластик	АГЗУ-5
9.	AKSH-№59	108х4	2651	с\пластик	АГЗУ-5
10.	AKSH-№62	108х4	3872	с\пластик	АГЗУ-5
11.	AKSH-№63	114х7	1610	с\пластик	АГЗУ-7
12.	AKSH-№65	114х7	988	с\пластик	АГЗУ-7
13.	AKSH-№73	114х7	835	с\пластик	АГЗУ-7
14.	AKSH-№75	114х7	2250	с\пластик	АГЗУ-7
15.	AKSH-№77	114х7	1056	с\пластик	АГЗУ-7
16.	AKSH-№78	114х7	3330	с\пластик	АГЗУ-7
17.	AKSH-№81	114х7	285	с\пластик	АГЗУ-5А, спар с №53
18.	AKSH-№273	108х4	5178	с\пластик	спар с №207

Технологическая схема системы сбора и транспортировки газожидкостной смеси месторождения Акшабулак Южный представлена на рисунке 6.3.1.



Рисунок 6.3.1 – Технологическая схема системы сбора и транспортировки газожидкостной смеси месторождения Акшабулак Южный

После замера газожидкостная смесь по обходному трубопроводу поступает на ЦППН Акшабулак (Цех подготовки и перекачки нефти).

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) предназначен для сбора и подготовки добываемой нефти со скважин до товарного качества, с последующей транспортировкой и перекачкой по магистральному нефтепроводу (МН) «Акшабулак-Кумколь» на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС) «Кумколь».

ЦППН Акшабулак

На ЦППН (Цех подготовки и перекачки нефти) поступает продукция со скважин эксплуатационного фонда месторождения Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Акшабулак Южный, Нуралы и Аксай.

Поток нефтегазовой смеси по нефтесборному коллектору поступает на входной манифольд ЦППН (Рис.6.3.2), далее нефтегазожидкостная смесь подается в ТФС I-ступени и тестовый сепаратор. Для доведения нефти до требований, предъявляемых к товарной продукции по содержанию воды и соли, после замерной установки в нефтегазожидкостную смесь вводится с помощью дозирующего насоса деэмульгатор.

На I-ступени сепарации в ТФС производится разделение газожидкостной смеси на газ, нефть и пластовую воду. Отделившийся в сепараторе газ направляется в теплообменник. После теплообменника нагретый газ поступает в газовый сепаратор и подается на УПГ-1/2 для получения товарной продукции. Отделившаяся попутно пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость.

Нефтяная эмульсия, отделенная от сырого газа и пластовой воды после ТФС и тестового сепараторов I-ступени поступает в теплообменник, где теплоносителем нагревается до $T = 60-65^{\circ}\text{C}$, из теплообменника подогретая нефть поступает в ТФС II-ступени.

На II ступени сепарации нефти пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость, отделившийся газ подается на узел регулирования. Нефть из сепараторов низкого давления поступает в дегазатор, где происходит окончательное отделение газа от нефти.

После дегазатора отделенная от газа нефтяная эмульсия поступает в резервуары для хранения, и отстаивания. Для снижения температуры застывания, улучшения реологических свойств и депарафинизации нефти используются депрессорные присадки, вводимые дозированно ингибиторной установкой.

Газ, отделившийся в резервуаре сырой нефти, сепарируется в сепараторе низкого давления. В аварийных ситуациях газ сжигается на факеле высокого и низкого давления, перед которым предусмотрен факельный сепаратор с емкостью для сбора конденсата.

Товарная нефть дожимными насосами подается в резервуары хранения нефти, откуда бустерными и магистральными насосами перекачивается в магистральный нефтепровод (МН) «Акшабулак-Кумколь» для дальнейшей транспортировки через насосную станцию «Кумколь» в МН «Кумколь-Каракоин». Перед подачей товарной нефти в МН предусмотрен коммерческий узел учета нефти с узлами замера давления, температуры, расхода, а также камеры очистных устройств.

Существующая принципиальная схема ЦППН месторождения Акшабулак Восточный, представлена на рисунке 6.3.2.

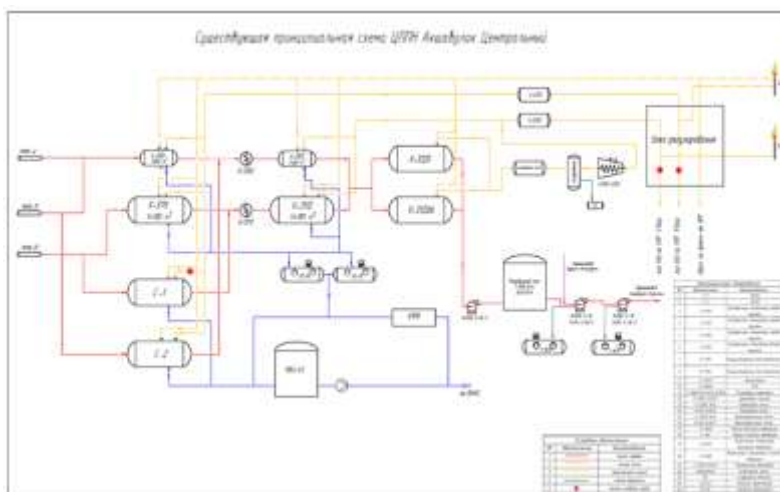


Рисунок 6.3.2 – Существующая принципиальная схема ЦППН месторождения Акшабулак Центральный

Технологические потери нефти и газа

В 2026 году был составлен и утвержден документ «Норматив технологических потерь нефти при добыче, внутрипромысловом сборе и подготовке на объектах группы месторождений ТОО «СП «Казгермунай»», а также при транспортировке товарной нефти по магистральному нефтепроводу ЦППН Акшабулак – СПТН Кумколь» и «Разработка норматива технологических потерь природного и (или) попутного газа при добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах группы месторождений ТОО «СП «Казгермунай».

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Акшабулак Южный составляет -0,0832%, по газу – 0,050%, куда входят:

По нефти:

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

По газу:

- потери от утечек через неплотности соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов.

В проектный период 2026-2046 годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин в кол-ве 4-единиц №80 (2026 год), №82, №83 (2027 год) и №87 (2029 год). Рекомендуются подземная прокладка выкидных трубопроводов, ниже глубины промерзания грунта. Выкидные трубопроводы проектных добывающих скважин будет подключаться к существующей АГЗУ.

В таблице 6.3.2 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный.

Таблица 6.3.2 – Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный

№	№ АГЗУ	№ скважин	Год ввода	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	5	80	2026	114х7	3300	стеклопластик
2	5	83	2027	114х7	2700	стеклопластик
3	7	82	2027	114х7	1500	стеклопластик
4	7	87	2029	114х7	500	стеклопластик



Рисунок 6.3.3 – Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный

6.4 Рекомендации 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 Кодекса РК от 27.12.17 год «Закона о недрах и недропользовании...» Недропользователь должен разрабатывать Программу развития переработки попутного газа, которая подлежит обновлению каждые три года.

В настоящее время утилизация газа осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» на 2025-2027 г. на 2026 год (Протокол №11/3 МЭ РК от 25.07.25 г.), согласно которому сжигание не предусматривается. В рамках данной Программы, большая часть сырого газа месторождения Акшабулак Южный, поступает на УПГ–1/2, для получения товарной продукции. Сырой газ на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» будет использоваться, также как и в настоящее время, по следующим направлениям:

1. Для получения товарного газа, (потребитель –АО «НК «QazaqGaz»);
2. Для получения сжиженного нефтяного газа;
3. На собственные технологические нужды (печь подогрева, подогрев теплоносителя, котельная и т.д.).

Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа указана на рисунке 6.4.1.

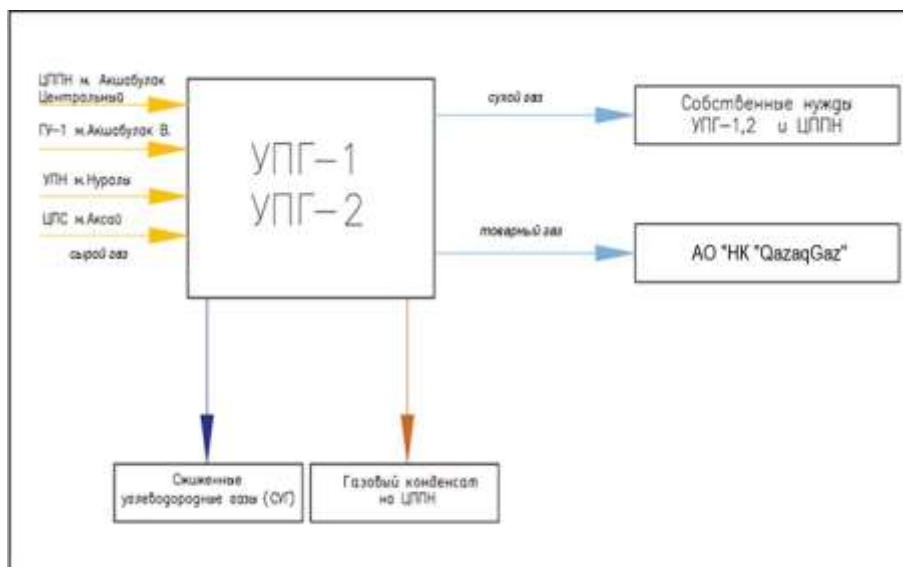


Рисунок 6.4.1 – Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа

Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Акшабулак Южный приведены в таблице 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Южный (1- вариант)

№	Добыча газа и его использование	Объем газа																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Объем добычи газа, млн м³	15,780	11,828	9,827	10,167	11,120	10,326	10,617	10,896	10,021	9,227	8,526	7,887	7,302	6,768	6,278	5,829	5,416	5,037	4,689	4,367
2	тех потери, млн м³	0,008	0,006	0,005	0,005	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002
3	Объем сырого газа, подаваемый на УПГ, млн м³	15,772	11,822	9,822	10,162	11,114	10,321	10,611	10,890	10,016	9,223	8,522	7,883	7,299	6,764	6,275	5,826	5,414	5,035	4,686	4,365
4	Объем товарного газа, полученного переработкой сырого газа, млн м³	13,646	10,228	8,498	8,792	9,616	8,930	9,181	9,423	8,666	7,980	7,373	6,820	6,315	5,853	5,429	5,041	4,684	4,356	4,055	3,777
5	Объем СУГ, полученного переработкой сырого газа, тн	3,405	2,552	2,120	2,194	2,399	2,228	2,291	2,351	2,162	1,991	1,840	1,702	1,576	1,460	1,355	1,258	1,169	1,087	1,012	0,942

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Южный (2 рекомендуемый вариант)

№	Добыча газа и его использование	Объем газа млн.м3																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Объем добычи газа, млн м³	18,810	16,583	14,783	14,951	15,383	15,404	15,280	14,900	14,534	13,858	13,048	12,397	11,524	10,593	9,747	8,976	8,274	7,633	7,047	6,512
2	тех потери, млн м³	0,009	0,008	0,007	0,007	0,008	0,008	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007	0,006	0,006	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003
3	Объем сырого газа, подаваемый на УПГ, млн м³	18,801	16,575	14,775	14,944	15,375	15,396	15,273	14,892	14,527	13,851	13,041	12,391	11,518	10,588	9,742	8,972	8,270	7,629	7,044	6,509
4	Объем товарного газа, полученного переработкой сырого газа, млн м³	16,267	14,341	12,784	12,930	13,303	13,321	13,214	12,885	12,569	11,984	11,284	10,720	9,966	9,161	8,429	7,762	7,155	6,601	6,095	5,631
5	Объем СУГ, полученного переработкой сырого газа, тн	4,058	3,578	3,189	3,226	3,319	3,324	3,297	3,215	3,136	2,990	2,815	2,675	2,486	2,286	2,103	1,937	1,785	1,647	1,521	1,405

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого 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.

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.
- Система подготовки и закачки пластовой воды.

Система подготовки и закачки артезианской воды

На месторождении Акшабулак Южный с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система ППД. Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления.

Рабочим агентом является пластовая и артезианская вода с водозаборной скважины.

В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении используются попутно добываемая пластовая вода самого месторождения и вода, Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный и Акшабулак Восточный.

На дату отчета на месторождении Акшабулак Южный система поддержания пластового давления (ППД) осуществляется через скважину №272, вода которой подается с водозаборной скважины BW-19. В водозаборной скважине установлен высоконапорный насос марки «Зулцер», через высоконапорный водовод артезианская вода закачивается в нагнетательную скважину, схема: одна водозаборная скважина – водовод – одна нагнетательная скважина.

Артезианская вода с водозаборных скважин: с помощью погружных насосов поступает к установке фильтрации.

Артезианская вода в соответствии с инструкцией по эксплуатации протекает через установку автоматической фильтрации фирмы «ОттоКлайнГмбХ». В блок фильтре остаются небольшие и самые небольшие загрязняющие частицы (> 5 микрон).

В состав установки фильтрации входят четыре блока фильтров F - 1601- 1604/А, В.

Каждый блок фильтрации состоит из одного свечевых фильтра и одного фильтра с механической промывкой и сбросом отдельных твердых примесей. Блоки фильтрации обеспечивают две ступени очистки:

- первую ступень представляет фильтр обратной промывки, работающий в механическом режиме;
- вторую ступень представляет свечевой фильтр.

В блок фильтре остаются небольшие и самые небольшие загрязняющие частицы (> 5 микрон). В состав установки фильтрации входят четыре блока фильтров F - 1601- 1604/А, В.

Каждый блок фильтрации состоит из одного свечевых фильтра и одного фильтра с механической промывкой и сбросом отдельных твердых примесей. Блоки фильтрации обеспечивают две ступени очистки:

- первую ступень представляет фильтр обратной промывки, работающий в механическом режиме;
- вторую ступень представляет свечевой фильтр.

С блока фильтрации через манифольд поступает в сборный резервуар артезианской воды Т-1601А, затем артезианская вода с резервуара Т-1601А $V=1000 \text{ м}^3$ поступает на ВГУ (водогрейную установку) в ЦППН и на пожарные краны, расположенные в ангаре фильтровальной установки БКНС и машинный зал №1 БКНС. Подготовка артезианской воды для ВГУ, производится подача бактерицида «Экоцид-010» с удельным расходом 250 г/м³, только во время заполнения резервуара с блока контейнера для закачки химреагентов Z-1610 насосами Р-1613 А/В/С, Р-1614 А/В/С, Р-1615 А/В/С.

Подготовленная артезианская вода из резервуара Т-1601А поступает на БКНС (на прем насосов Р-1601 А/В/С или Р-1610А/01Д и Р-1610В/01Е) и далее уже закачивается в нагнетательные скважины.

- БКНС – АКШ-41 – ВРП Юг-3;
- БКНС – АКШ-60 – ВРП Юг-3.

Таблица 6.5.1 – Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин

№ ВРП	№ скважин	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Материальное исполнение трубопровода	Протяженность трубопровода, м
№3	60	120x10	с/пластик	4883
	41	120x10	с/пластик	1957

Подача артезианской воды производится локально нагнетательной скважине, минуя БКНС. Артезианская вода подается через подземные стекловолоконные трубопроводы L-1410м Ø89х4,5 выкидной линии к нагнетательной скважине.

Технологическая схема БКНС представлена на рисунке 6.5.1.

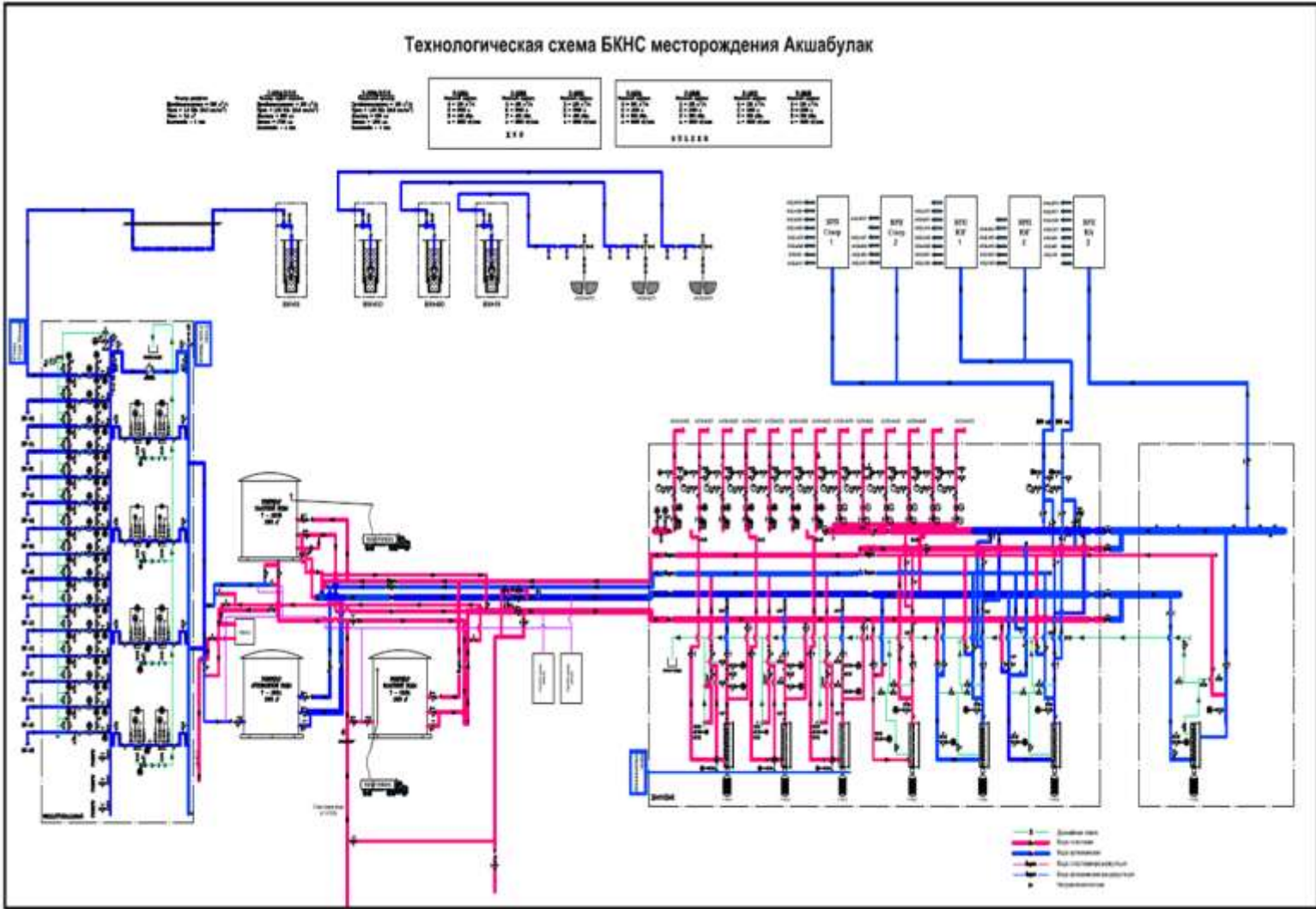


Рисунок 6.5.1 – Технологическая схема БКНС месторождения Акшабулак

Закачка воды производится с использованием следующего насосного оборудования:

- Насос Зульцер (1-единица).

Технические характеристики насосов представлены ниже, в Табл. 6.5.2.

Таблица 6.5.2 - Техническая характеристика насоса Зульцер

№	Наименование	Единица измерения	Показатели
1	Подача	м ³ /час	125
2	Напор	м	1550

Существующее насосное оборудование Зульцер способно обеспечить закачку воды в объеме 3000 м³/сут или 1095000 м³/год.

Согласно проектным данным максимальный объем закачки воды системы ППД за достигнет в 2026 году и составит 95562 м³ (261 м³/сут). Насосное оборудование БКНС 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. В таблице 6.5.3 представлены результаты исследований физико-химических свойств закачиваемой воды.

Таблица 6.5.3 – Физико-химические свойства пластовой воды водозаборной скважины BW-19

Содержание механических примесей, мг/л	Содержание ионов мг/дм ³								Общая минерализация, г/л
	pH	SO ₄ ⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ²⁺ +Fe ³⁺	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8,66	7,88	Не обнаружено	902,2	183,0	78,32	22,12	985,24	0,118	2997,44

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
II	0,14457

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

1) Механические примеси составляют на выходе ППД 8,66 мг/л, что превышает норму. Необходимо уделить внимание качеству очистки воды (отстаивание и фильтрация)

2) Необходимо проведение детального анализа на СВБ, так как наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) не допускается согласно требованиям СТ РК 1662 – 2007.

3) Необходим детальный анализ на содержание растворенного кислорода, чтобы определить и предотвратить процесс образования коррозии.

По результатам гиродинимических исследований коэффициент проницаемости пород составляет в среднем **0,14457** мкм². Результат указанной исследования показывает, что содержание механических примесей превышает допустимое. Принимая во внимания таблицу 6.5.3 улучшить качество воды для заводнения нефтяных пластов.

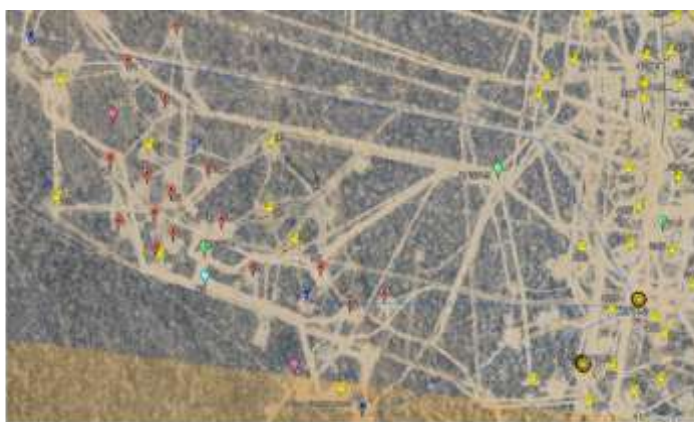
При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

В проектный период 2026-2046 годы ожидается ввод под нагнетания скважин №49 в 2026 г, №45 в 2027 году и скважину №66 в 2030 году. Прокладка нагнетательного трубопровода будет подключаться подземно к существующей ВРП.

В таблице 6.5.6 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный.

Таблица 6.5.6 – Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Акшабулак Южный

№ №	№ ВРП	№ скважин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материально е исполнение трубопровода
1	3	49	2026	120x10	3190	с/пластик
2	3	45	2027	120x10	2500	с/пластик
3	3	66	2030	120x10	6000	с/пластик



– проектная нагнетательная скважина

Рисунок 6.5.2 – Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Южный

6.6 Рекомендации 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 2007г.

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

В данном разделе рекомендуемая конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора и другие аспекты бурения рассматриваются в технических проектах на строительство скважин.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, графика совмещенных давлений, опыта бурения ранее законченных скважин в сходных горно-геологических условиях, анализа данных имевших место осложнений, с учетом технологических регламентов, а также материально-технических и экономических ограничений, выявленных по охране недр и окружающей среды.

В рамках настоящего отчета «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Южный» по основному варианту предусматривается бурение четырех вертикальных эксплуатационных скважин №№ 80, 82, 83, 87, а также по резервному варианту предусматривается бурение четырех скважин №№ 84, 86, 88, 89 на контрактной территории АО «Казгермунай». Также на контрактной территории АО «Казгермунай» с целью доразведки предполагается бурение вертикальной оценочной скважины №85, проектная конструкция которой аналогична конструкции проектных эксплуатационных скважин.

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, и анализа ожидаемых осложнений.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колон 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.

С учетом горно-геологических условий, глубин залегания продуктивных горизонтов, на которые закладываются проектные скважин №№ 80, 82, 83, 87 рекомендуется следующая конструкция на месторождении Акшабулак Южный:

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 1950м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО 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.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция скважин (таблица 7.1.1)

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин №№ 80, 82, 83, 88

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	660,4	508,0	20	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1950	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

По резервному варианту рекомендуется следующая конструкция для четырех скважин №№ 84, 86, 88, 89.

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 1950м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО 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.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция для резервных скважин №№ 84, 86, 88, 89 (таблица 7.1.2)

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция для резервных скважин №№ 84, 86, 88, 89

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	-	2300,0	3	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1950	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Комплекс ПВО обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрывание-открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 1950м и быть достаточно высокой транспортабельностью и монтаже способной.

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения проектируется согласно п.2.2.3.14 РД 08-200-98 и с учетом опыта строительства скважин на месторождении Акшабулак Южный.

Бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 1700 кН. (ZJ-30).

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления буровых растворов, 4-х ступенчатой очисткой, песко-илоотделителями, центрифугами и дегазаторами. В зимнее время предусматривается оснащение электрическими обогревателями, которые питаются от дизель-электрической станции. Буровые насосы, входящие в комплект вышеназванных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим бурения.

При бурении вертикальной скважины с целью недопущения искривления должны применяться маятниковые компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие

вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, РД и рабочему проекту на строительство скважин.

Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№ 80, 82, 83, 87 с проектной глубиной 1950м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	7
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	57,21
В том числе, бурение	47,71
крепление	9,5
Испытание	9,7
Полная продолжительность цикла строительства скважины	75,91

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения для оценочных и резервных вертикальных скважин №№ 84, 86, 88, 89 с проектной глубиной 1950м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	7
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	57,21
В том числе, бурение	47,71
крепление	9,5
Испытание	9,7
Полная продолжительность цикла строительства скважины	75,91

Рекомендации по улучшению качества цементирования:

Крепление скважин обсадными колоннами должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин», М. 1975г и с «Инструкцией по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», Астана, 2005г.

Очень важную роль играет при строительстве скважин – это крепление скважины.

Как показывает опыт крепления скважин на месторождении Акшабулак Южный, повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием «универсальных» способов цементирования.

Для качественного цементирования, далее обеспечения герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонной нужно следовать нижеследующим рекомендациям:

- перед цементированием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;
- предоставить на буровую результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия качества тампонажного материала;
- при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;
- режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- максимальное применение скребков, центрирующих фонарей, турбулизаторов и т.д. в соответствии с результатами геофизических исследований;
- качество и количество буферной жидкости (не менее 200м за колонной);
- при цементировании использовать буферную жидкость на полимерной основе и предусмотреть возможности применения цементирования двумя порциями. Первая порция с плотностью цементного раствора $1,89 \text{ г/см}^3$ с забоя до перекрытия продуктивной толщи и вторая порция, облегченная с плотностью $1,50\text{-}1,60 \text{ г/см}^3$, высота подъема цемента до устья;
- Качество цементирования обсадных колонн в общем хорошее, несмотря на некоторое снижения процента хорошего сцепления по сравнению с предыдущими годами. Практически выполнены требования по креплению скважин. Нижняя продуктивная часть пласта зацементирована при плотности $1,89 \text{ г/см}^3$, верхняя часть при плотности $1,50 \text{ г/см}^3$. Продуктивные интервалы скважин имеют хорошее сцепление цемента с колонной и породой.

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 полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355) репрессия на пласт не должна превышать 10-15% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на месторождении Акшабулак Южный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- прихватоопасность;
- поглощения бурового раствора в продуктивной толще с потерей циркуляции;
- нефтегазопроявления;
- сальникообразования;
- кавернообразования.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями нижнего мела и верхней юры, в разрезе которых содержится до 50 % высококоллоидальных глин, а также, учитывая высокую глинистость самих продуктивных пластов (до 25 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольтматации призабойной зоны глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и может приводить к увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;

- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного гранулометрического состава) во избежание загрязнения коллектора;
- так как во флюидах продуктивных пластов содержатся H_2S и CO_2 , то необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы их.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части его) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 3 - 4 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы в нем и плотности его), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек, соответствующими проходимому разрезу, песко- и илоотделители, центрифугу (при необходимости).

Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия продуктивных пластов.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

Скважину рекомендуется тщательно подготовить к перфорации и последующему спуску подземного оборудования, а именно, при необходимости, подбурить цементный

стакан до нужной глубины, а эксплуатационную колонну прорайбировать и проскрепировать для удаления со стенок цементной и глинистой корок и ржавчины. Скважину тщательно промыть технической водой. Сменить техническую воду на перфорационную жидкость расчетной плотности (водный раствор CaCl_2 в соответствии с подразделом 7.2.2), создающей необходимое противодавление на пласт.

Для качественного вторичного вскрытия пластов рекомендуется применять кумулятивные перфораторы с зарядами, создающими каналы большой протяженности, выходящие за пределы закольматированной в процессе бурения призабойной зоны пласта.

Перфораторы рекомендуется спускать на каротажном кабеле и производить привязку к интервалу перфорации по записи гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ). После подъема перфораторов спустить в скважину колонну 73 мм насосно-компрессорных труб (НКТ) с воронкой на конце. Подвеску НКТ установить на 15 м выше верхней границы интервала перфорации. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой и обвязать с наземными коммуникациями. Для создания депрессии на пласт произвести замену перфорационной жидкости на техническую воду. При отсутствии притока произвести снижение уровня в скважине свабированием или закачкой азота. При получении фонтанного притока провести геофизические исследования методом установившихся отборов на трех режимах (через штуцеры $\varnothing$ 5 мм, 7 мм и 9 мм) и запись кривой восстановления давления электронным манометром "Микон-107".

При получении слабого притока провести исследование методом прослеживания уровня, поднять подземное оборудование и спустить компоновку для глубинно-насосной эксплуатации скважины.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом по рекомендуемому 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1.1-8.1.7.

Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ в целом по месторождению. Вариант 2 рекомендуемый

№ № п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	73,8	63,7	55,3	54,2	54,4	53,5	52,5	50,4	48,5	46,1	43,4	41,2	38,3	35,2	32,4	29,9	27,5	25,4	23,4	21,7	20,0
2	в том числе: из переходящих скважин	59,5	60,9	54,9	52,4	54,4	53,5	52,5	50,4	48,5	46,1	43,4	41,2	38,3	35,2	32,4	29,9	27,5	25,4	23,4	21,7	20,0
3	из новых скважин	14,4	2,8	0,5	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	115,0	86,7	77,9	68,7	64,2	62,8	63,8	59,2	57,6	53,9	50,3	47,3	43,7	40,0	36,6	33,6	30,8	28,3	26,1	24,0	22,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	5	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	10,8	6,8	25,5	24,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	266	137	18	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,4	2,4	-	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	91,2	96,0	96,0	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
14	в том числе: эксплуатационные скважины	91,2	96,0	96,0	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1715,5	1029,3	343,1	343,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	18,5	7,0	8,8	8,4	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
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	86,9	59,5	60,9	54,9	52,4	54,4	53,5	52,5	50,4	48,5	46,1	43,4	41,2	38,3	35,2	32,4	29,9	27,5	25,4	23,4	21,7
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	86,9	78,0	67,9	63,6	60,8	54,4	53,5	52,5	50,4	48,5	46,1	43,4	41,2	38,3	35,2	32,4	29,9	27,5	25,4	23,4	21,7
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	59,5	60,9	54,9	52,4	54,4	53,5	52,5	50,4	48,5	46,1	43,4	41,2	38,3	35,2	32,4	29,9	27,5	25,4	23,4	21,7	20,0
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-27,5	-17,1	-13,0	-11,2	-6,4	-0,9	-1,0	-2,1	-1,9	-2,4	-2,7	-2,2	-2,9	-3,1	-2,8	-2,6	-2,3	-2,1	-1,9	-1,8	-1,6
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-31,6	-21,9	-19,2	-17,6	-10,6	-1,7	-1,9	-4,0	-3,8	-5,0	-5,8	-5,0	-7,0	-8,1	-8,0	-7,9	-7,8	-7,7	-7,7	-7,6	-7,5
24	Мощность новых скважин, тыс.т	13,5	2,6	0,4	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	2	1	0	1	1	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	22	22	23	22	21	21	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	21	22	22	23	22	21	21	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	2	0	0	2	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	20	19	20	20	19	19	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	5	5	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	4	5	5	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	53,6	47,6	47,5	49,0	55,1	61,9	65,9	73,3	79,9	82,0	81,8	81,8	81,1	80,1	79,2	78,3	77,4	76,5	75,7	74,9	74,1
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	52,9	49,9	45,8	47,7	55,1	61,9	65,9	73,3	79,9	82,0	81,8	81,8	81,1	80,1	79,2	78,3	77,4	76,5	75,7	74,9	74,1

42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	56,5	10,5	657,5	178,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	79,4	80,8	82,5	84,6	86,5	87,7	88,4	89,1	89,6	90,2	90,9	91,4	92,0	92,6	93,1	93,6	94,0	94,4	94,8	95,1	95,4
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	79,0	81,4	81,9	84,5	86,5	87,7	88,4	89,1	89,6	90,2	90,9	91,4	92,0	92,6	93,1	93,6	94,0	94,4	94,8	95,1	95,4
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	80,9	35,4	96,1	86,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,0	9,2	8,3	7,5	7,4	7,6	7,6	8,0	8,3	8,0	7,5	7,0	6,5	5,9	5,5	5,0	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,1	9,3	8,3	7,4	7,4	7,6	7,6	8,0	8,3	8,0	7,5	7,0	6,5	5,9	5,5	5,0	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	79,3	61,4	53,1	48,4	44,2	39,0	34,9	30,7	27,1	25,9	24,2	22,7	21,3	20,0	18,8	17,7	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	358,9	330,8	315,8	351,8	404,3	434,0	453,5	463,0	466,5	472,2	475,7	482,1	480,5	474,8	469,1	463,7	458,4	453,3	448,4	443,6	438,9
50	в том числе: из переходящих скважин	283,7	326,5	303,8	338,8	404,3	434,0	453,5	463,0	466,5	472,2	475,7	482,1	480,5	474,8	469,1	463,7	458,4	453,3	448,4	443,6	438,9
51	из новых скважин	75,2	4,3	12,0	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	350,3	308,2	302,0	297,1	347,3	377,4	448,5	458,7	466,5	472,2	475,7	482,1	480,5	474,8	469,1	463,7	458,4	453,3	448,4	443,6	438,9
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	5252,1	5582,9	5898,7	6250,5	6654,8	7088,8	7542,3	8005,3	8471,8	8943,9	9419,6	9901,7	10382,3	10857,0	11326,2	11789,9	12248,3	12701,7	13150,0	13593,6	14032,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	2180,9	2244,6	2299,9	2354,1	2408,5	2461,9	2514,4	2564,7	2613,2	2659,3	2702,7	2743,9	2782,2	2817,4	2849,8	2879,7	2907,2	2932,6	2956,1	2977,7	2997,8
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,284	0,292	0,299	0,306	0,313	0,320	0,327	0,334	0,340	0,346	0,352	0,357	0,362	0,367	0,371	0,375	0,378	0,382	0,385	0,388	0,390
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	72,8	74,9	76,8	78,6	80,4	82,2	83,9	85,6	87,2	88,8	90,2	91,6	92,9	94,1	95,1	96,1	97,1	97,9	98,7	99,4	100,1
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,5	2,1	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,3	7,8	7,4	7,8	8,5	9,1	9,8	10,5	11,3	12,1	12,9	14,1	15,2	16,5	18,2	20,5	23,8	28,8	37,4	55,1	113,5
59	Закачка воды, тыс.м³	95,6	95,2	92,0	84,0	83,9	81,1	72,5	63,9	51,4	44,9	42,0	39,4	37,0	34,7	32,6	30,7	28,9	27,2	25,6	24,2	22,8
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	1702,5	1797,7	1889,8	1973,8	2057,7	2138,8	2211,3	2275,2	2326,6	2371,5	2413,5	2452,9	2489,9	2524,6	2557,2	2587,9	2616,8	2644,0	2669,6	2693,7	2716,5
61	Газовый фактор, м³/т	254,8	260,5	267,2	275,9	282,8	288,0	291,3	295,9	299,9	300,8	300,8	300,7	300,7	300,7	300,6	300,6	300,6	300,6	300,6	300,5	300,5
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	18,810	16,583	14,783	14,951	15,383	15,404	15,280	14,900	14,534	13,858	13,048	12,397	11,524	10,593	9,747	8,976	8,274	7,633	7,047	6,512	6,022
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	799,617	816,200	830,983	845,934	861,317	876,721	892,001	906,901	921,436	935,294	948,342	960,738	972,262	982,855	992,602	1001,578	1009,851	1017,484	1024,532	1031,044	1037,066

Таблица 8.1.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем 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	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,4	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	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
2	в том числе: из переходящих скважин	1,7	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	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
3	из новых скважин	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	2,4	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	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
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
15	в том числе: эксплуатационные скважины	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	335,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,6	1,7	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	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
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,6	2,7	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	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
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,7	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	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
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,1	-0,6	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,4	-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
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	9,0	-21,0	-20,5	-20,4	-20,3	-20,2	-20,2	-59,5	-100,0	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	Мощность новых скважин, тыс.т	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16,1	14,9	15,0	15,2	15,3	15,5	15,6	11,4	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
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	21,4	14,9	15,0	15,2	15,3	15,5	15,6	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	74,1	79,0	83,4	86,9	89,7	91,9	93,6	93,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	76,5	79,0	83,4	86,9	89,7	91,9	93,6	93,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	65,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,2	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	5,0	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	9,4	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	в том числе: из переходящих скважин	7,4	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	из новых скважин	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	9,4	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	116,4	126,5	136,8	147,2	157,6	168,2	178,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9	182,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	46,5	48,6	50,3	51,7	52,7	53,6	54,3	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,129	0,135	0,139	0,143	0,146	0,148	0,150	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	85,4	89,4	92,5	95,0	97,0	98,5	99,8	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,5	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	23,4	27,0	29,4	33,1	39,5	52,1	86,8	265,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,242	0,214	0,170	0,135	0,108	0,086	0,069	0,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	1,181	1,395	1,565	1,701	1,809	1,895	1,964	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992

Таблица 8.1.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем 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	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	47,2	38,1	32,0	26,5	21,1	17,2	13,9	10,9	9,1	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
2	в том числе: из переходящих скважин	43,4	37,4	32,0	26,5	21,1	17,2	13,9	10,9	9,1	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
3	из новых скважин	3,9	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	43,9	29,9	27,1	22,4	17,6	15,8	12,6	10,0	9,1	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	9,6	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	201	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,4	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	60,0	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8
15	в том числе: эксплуатационные скважины	60,0	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	657,0	657,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	6,3	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	53,4	43,4	37,4	32,0	26,5	21,1	17,2	13,9	10,9	9,1	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	53,4	49,7	43,7	32,0	26,5	21,1	17,2	13,9	10,9	9,1	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	43,4	37,4	32,0	26,5	21,1	17,2	13,9	10,9	9,1	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-10,1	-12,3	-11,7	-5,5	-5,4	-3,9	-3,3	-3,0	-1,8	-1,3	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-18,8	-24,8	-26,8	-17,3	-20,2	-18,7	-19,1	-21,3	-16,6	-14,4	-11,9	-11,8	-11,7	-11,6	-11,5	-11,4	-11,3	-11,2	-11,2	-11,1	-11,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	3,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	1	0	1	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	14	14	13	13	12	12	11	11	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ № п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	14	14	13	13	12	12	11	11	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	13	11	11	11	10	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	5	5	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	4	5	5	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,8	24,4	22,9	19,9	18,1	16,6	15,3	14,9	12,1	11,1	10,5	10,0	9,4	8,9	8,5	8,0	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	26,2	24,7	22,9	19,9	18,1	16,6	15,3	14,9	12,1	11,1	10,5	10,0	9,4	8,9	8,5	8,0	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	20,7	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	60,8	63,9	64,2	66,9	70,0	72,6	74,8	77,0	74,3	74,6	76,3	78,0	79,4	80,8	82,1	83,2	84,3	85,3	86,2	87,1	87,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	61,3	64,3	64,2	66,9	70,0	72,6	74,8	77,0	74,3	74,6	76,3	78,0	79,4	80,8	82,1	83,2	84,3	85,3	86,2	87,1	87,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	53,7	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,1	8,8	8,2	6,6	5,4	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,5	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	10,1	8,8	8,2	6,6	5,4	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,5	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	79,3	61,4	53,1	48,4	44,2	39,0	34,9	30,7	27,1	25,9	24,2	22,7	21,3	20,0	18,8	17,7	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	120,5	105,6	89,5	80,1	70,5	62,8	55,1	47,7	35,5	30,7	29,1	27,5	26,1	24,7	23,4	22,2	21,0	19,9	18,9	17,9	17,0
51	в том числе: из переходящих скважин	112,2	104,9	89,5	80,1	70,5	62,8	55,1	47,7	35,5	30,7	29,1	27,5	26,1	24,7	23,4	22,2	21,0	19,9	18,9	17,9	17,0
52	из новых скважин	8,3	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	111,9	82,9	75,7	67,8	58,8	57,6	50,1	43,3	35,5	30,7	29,1	27,5	26,1	24,7	23,4	22,2	21,0	19,9	18,9	17,9	17,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1466,0	1571,6	1661,0	1741,1	1811,6	1874,5	1929,6	1977,2	2012,8	2043,5	2072,6	2100,1	2126,2	2150,9	2174,3	2196,5	2217,5	2237,4	2256,3	2274,2	2291,1
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	628,1	666,1	698,2	724,6	745,8	763,0	776,9	787,8	796,9	804,8	811,6	817,7	823,1	827,8	832,0	835,7	839,0	842,0	844,6	846,9	848,9
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,174	0,184	0,193	0,200	0,206	0,211	0,215	0,218	0,220	0,222	0,224	0,226	0,228	0,229	0,230	0,231	0,232	0,233	0,233	0,234	0,235
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	74,1	78,6	82,3	85,5	87,9	90,0	91,6	92,9	94,0	94,9	95,7	96,4	97,1	97,6	98,1	98,6	98,9	99,3	99,6	99,9	100,1
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	5,6	4,5	3,8	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	17,7	17,3	17,6	17,7	17,1	16,8	16,4	15,4	15,2	15,3	15,9	16,7	17,7	19,0	20,8	23,3	26,9	32,6	43,1	67,2	182,4
60	Закачка воды, тыс.м³	95,6	95,2	92,0	84,0	83,9	81,1	72,5	63,9	51,4	44,9	42,0	39,4	37,0	34,7	32,6	30,7	28,9	27,2	25,6	24,2	22,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	1672,4	1767,6	1859,7	1943,7	2027,6	2108,7	2181,2	2245,1	2296,5	2341,4	2383,4	2422,8	2459,8	2494,5	2527,1	2557,8	2586,7	2613,9	2639,5	2663,6	2686,4
62	Компенсация отборов: текущая, %	65,1	75,4	86,1	89,2	103,1	113,6	117,2	121,2	128,5	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
63	с начала разработки, %	91,8	90,7	90,5	90,4	90,9	91,6	92,3	92,9	93,5	94,0	94,4	94,9	95,3	95,6	95,9	96,2	96,5	96,8	97,0	97,2	97,5
64	Газовый фактор, м³/т	239,7	248,2	257,4	264,3	268,8	273,4	277,2	286,3	299,5	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	11,324	9,453	8,240	6,999	5,681	4,700	3,855	3,133	2,734	2,383	2,099	1,851	1,635	1,446	1,280	1,135	1,006	0,893	0,794	0,706	0,628
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	205,466	214,919	223,159	230,158	235,839	240,539	244,394	247,527	250,261	252,644	254,743	256,594	258,229	259,675	260,956	262,090	263,097	263,990	264,784	265,490	266,118

Таблица 8.1.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по русловой зоне II объекта. Вариант 2 рекомендуемый

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	15,0	10,5	7,4	5,3	3,7	2,7	1,9	1,0	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
2	в том числе: из переходящих скважин	15,0	10,5	7,4	5,3	3,7	2,7	1,9	1,0	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
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	15,0	10,5	7,4	5,3	3,7	2,7	1,9	1,0	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
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	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	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
15	в том числе: эксплуатационные скважины	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	12,9	15,0	10,5	7,4	5,3	3,7	2,7	1,9	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	12,9	15,0	10,5	7,4	5,3	3,7	2,7	1,9	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	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
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	15,0	10,5	7,4	5,3	3,7	2,7	1,9	1,0	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
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	2,1	-4,5	-3,1	-2,2	-1,5	-1,1	-0,8	-0,9	-0,8	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	16,3	-29,9	-29,5	-29,3	-29,1	-28,9	-28,7	-47,1	-75,6	-100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	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	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	74,5	61,2	50,5	41,9	35,0	29,4	24,7	30,9	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	74,5	61,2	50,5	41,9	35,0	29,4	24,7	30,9	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	70,3	74,5	78,2	81,5	84,3	86,7	88,7	92,5	92,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	70,3	74,5	78,2	81,5	84,3	86,7	88,7	92,5	92,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	22,2	15,6	11,0	7,8	5,5	3,9	2,8	2,3	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
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	22,2	15,6	11,0	7,8	5,5	3,9	2,8	2,3	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
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	185,1	147,6	119,1	96,9	79,5	65,6	54,6	42,4	20,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	50,6	41,4	34,2	28,4	23,7	19,9	16,7	13,3	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	в том числе: из переходящих скважин	50,6	41,4	34,2	28,4	23,7	19,9	16,7	13,3	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	50,6	41,4	34,2	28,4	23,7	19,9	16,7	13,3	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	779,7	821,1	855,3	883,6	907,3	927,2	944,0	957,3	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4	960,4
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	304,4	314,9	322,4	327,6	331,4	334,0	335,9	336,9	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1	337,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,335	0,346	0,355	0,360	0,365	0,367	0,370	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,3	93,5	95,7	97,2	98,3	99,1	99,7	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
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,5	3,1	2,2	1,6	1,1	0,8	0,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	31,6	32,3	33,7	36,0	39,8	47,0	63,3	91,1	251,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка воды, тыс.м³	64,2	51,2	41,3	33,6	27,6	22,8	18,9	14,7	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	1626,5	1677,7	1719,0	1752,6	1780,1	1802,9	1821,8	1836,5	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9	1839,9

№,№ п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
62	Компенсация отборов: текущая, %	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	171,4	168,6	166,4	164,8	163,6	162,6	161,8	161,2	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0	161,0
64	Газовый фактор, м³/т	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,504	1,055	0,744	0,526	0,373	0,265	0,189	0,100	0,024	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	125,20 5	126,26 0	127,00 4	127,53 0	127,90 3	128,16 8	128,35 7	128,45 7	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2	128,48 2

Таблица 8.1.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по нерусловой зоне II объекта. Вариант 2 рекомендуемый

№ № п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	32,2	27,5	24,6	21,2	17,4	14,5	12,0	9,9	8,9	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
2	в том числе: из переходящих скважин	28,3	26,8	24,6	21,2	17,4	14,5	12,0	9,9	8,9	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
3	из новых скважин	3,9	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	29,5	20,7	20,1	17,4	13,9	13,1	10,7	8,8	8,9	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	9,6	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	201	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,4	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	55,2	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	55,2	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	678,9	678,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	6,5	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	40,5	28,3	26,8	24,6	21,2	17,4	14,5	12,0	9,9	8,9	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	40,5	34,9	33,4	24,6	21,2	17,4	14,5	12,0	9,9	8,9	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,8	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	28,3	26,8	24,6	21,2	17,4	14,5	12,0	9,9	8,9	7,8	6,9	6,1	5,4	4,7	4,2	3,7	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-12,2	-8,0	-8,8	-3,4	-3,8	-2,9	-2,5	-2,1	-1,1	-1,1	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-30,0	-23,0	-26,4	-13,6	-18,0	-16,5	-17,3	-17,3	-10,7	-12,0	-11,9	-11,8	-11,7	-11,6	-11,5	-11,4	-11,3	-11,2	-11,2	-11,1	-11,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	3,6	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	12	12	11	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	12	12	11	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	11	9	9	9	8	9	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ № п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	17,5	17,6	17,2	15,4	14,6	13,8	13,1	12,4	11,7	11,1	10,5	10,0	9,4	8,9	8,5	8,0	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	17,1	17,7	17,2	15,4	14,6	13,8	13,1	12,4	11,7	11,1	10,5	10,0	9,4	8,9	8,5	8,0	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	20,7	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	53,9	57,1	55,5	59,0	62,8	66,1	68,7	71,0	72,6	74,6	76,3	78,0	79,4	80,8	82,1	83,2	84,3	85,3	86,2	87,1	87,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	54,0	57,7	55,5	59,0	62,8	66,1	68,7	71,0	72,6	74,6	76,3	78,0	79,4	80,8	82,1	83,2	84,3	85,3	86,2	87,1	87,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	53,7	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,1	7,5	7,6	6,3	5,4	4,7	4,1	3,6	3,2	2,8	2,5	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	7,9	7,5	7,6	6,3	5,4	4,7	4,1	3,6	3,2	2,8	2,5	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	36,6	36,6	36,6	36,3	36,3	33,7	30,9	28,4	27,7	25,9	24,2	22,7	21,3	20,0	18,8	17,7	16,7	15,7	14,8	13,9	13,1
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	69,9	64,2	55,3	51,7	46,8	43,0	38,4	34,3	32,5	30,7	29,1	27,5	26,1	24,7	23,4	22,2	21,0	19,9	18,9	17,9	17,0
51	в том числе: из переходящих скважин	61,6	63,4	55,3	51,7	46,8	43,0	38,4	34,3	32,5	30,7	29,1	27,5	26,1	24,7	23,4	22,2	21,0	19,9	18,9	17,9	17,0
52	из новых скважин	8,3	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	64,1	48,1	45,2	42,3	37,5	38,7	34,1	30,5	32,5	30,7	29,1	27,5	26,1	24,7	23,4	22,2	21,0	19,9	18,9	17,9	17,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	686,3	750,5	805,8	857,5	904,3	947,3	985,6	1019,9	1052,4	1083,2	1112,2	1139,8	1165,9	1190,6	1214,0	1236,1	1257,1	1277,0	1295,9	1313,8	1330,8
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	323,7	351,2	375,8	397,0	414,4	428,9	441,0	450,9	459,8	467,6	474,5	480,6	485,9	490,7	494,9	498,6	501,9	504,8	507,4	509,7	511,8
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,120	0,130	0,139	0,147	0,153	0,158	0,163	0,167	0,170	0,173	0,175	0,177	0,179	0,181	0,183	0,184	0,185	0,186	0,187	0,188	0,189
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	63,3	68,7	73,5	77,7	81,1	83,9	86,3	88,2	90,0	91,5	92,9	94,0	95,1	96,0	96,8	97,6	98,2	98,8	99,3	99,8	100,2
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	6,3	5,4	4,8	4,2	3,4	2,8	2,4	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	14,7	14,7	15,4	15,7	15,3	15,1	14,6	14,2	14,8	15,3	15,9	16,6	17,6	18,9	20,6	23,0	26,6	32,1	42,0	64,5	161,4
60	Закачка воды, тыс.м³	31,4	44,0	50,7	50,4	56,4	58,3	53,6	49,3	48,0	44,9	42,0	39,4	37,0	34,7	32,6	30,7	28,9	27,2	25,6	24,2	22,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	45,9	90,0	140,7	191,1	247,5	305,8	359,4	408,7	456,7	501,5	543,6	583,0	619,9	654,6	687,3	717,9	746,8	774,0	799,6	823,8	846,6
62	Компенсация отборов: текущая, %	35,5	55,2	73,2	79,2	100,0	115,0	120,0	125,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
63	с начала разработки, %	5,3	9,4	13,8	17,6	21,7	25,6	29,0	32,0	34,8	37,2	39,4	41,3	43,1	44,6	46,1	47,4	48,6	49,7	50,7	51,6	52,5
64	Газовый фактор, м³/т	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	9,820	8,398	7,496	6,473	5,308	4,435	3,666	3,033	2,709	2,383	2,099	1,851	1,635	1,446	1,280	1,135	1,006	0,893	0,794	0,706	0,628
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	80,26 1	88,65 9	96,15 5	102,62 8	107,93 6	112,37 1	116,03 7	119,07 0	121,77 9	124,16 2	126,26 1	128,11 2	129,74 8	131,19 4	132,47 4	133,60 9	134,61 5	135,50 8	136,30 2	137,00 8	137,63 6

Таблица 8.1.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем 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	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	24,0	20,5	18,9	24,2	30,6	35,2	37,9	39,1	39,3	38,3	36,5	35,2	33,0	30,5	28,2	26,1	24,2	22,5	20,8	19,4	18,0
2	в том числе: из переходящих скважин	18,2	20,5	18,4	22,4	28,8	35,2	33,7	39,1	36,8	38,3	36,5	35,2	33,0	30,5	28,2	26,1	24,2	22,5	20,8	19,4	18,0
3	из новых скважин	5,8	0,0	0,5	1,8	1,9	0,0	4,2	0,0	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
4	механизированным способом	24,0	20,5	18,9	20,1	26,2	30,1	37,9	39,1	39,3	38,3	36,5	35,2	33,0	30,5	28,2	26,1	24,2	22,5	20,8	19,4	18,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	22,6	0,0	25,5	24,6	25,4	0,0	25,3	0,0	23,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	256	0	18	73	73	0	164	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	26,4	26,4	26,4	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
15	в том числе: эксплуатационные скважины	26,4	26,4	26,4	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	365,0	0,0	365,0	365,0	365,0	0,0	365,0	0,0	365,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	8,3	0,0	9,3	9,0	9,3	0,0	9,2	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	31,9	18,2	20,5	18,4	22,4	28,8	35,2	33,7	39,1	36,8	38,3	36,5	35,2	33,0	30,5	28,2	26,1	24,2	22,5	20,8	19,4
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	31,9	26,4	20,5	27,7	31,3	38,0	35,2	42,9	39,1	45,3	38,3	36,5	35,2	33,0	30,5	28,2	26,1	24,2	22,5	20,8	19,4
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,6	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	18,2	20,5	18,4	22,4	28,8	35,2	33,7	39,1	36,8	38,3	36,5	35,2	33,0	30,5	28,2	26,1	24,2	22,5	20,8	19,4	18,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-13,7	-5,9	-2,1	-5,4	-2,6	-2,9	-1,5	-3,8	-2,4	-7,1	-1,8	-1,3	-2,2	-2,5	-2,3	-2,1	-1,9	-1,8	-1,6	-1,5	-1,4
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-42,9	-22,5	-10,2	-19,4	-8,2	-7,6	-4,1	-8,9	-6,1	-15,6	-4,6	-3,7	-6,2	-7,5	-7,4	-7,4	-7,3	-7,3	-7,2	-7,2	-7,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	5,8	0,0	0,5	1,8	1,9	0,0	4,2	0,0	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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	4	5	6	7	7	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4	4	5	6	7	7	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4	4	5	5	6	6	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	162,7	156,7	152,6	143,6	148,5	149,8	149,6	148,8	148,5	147,7	146,5	145,3	143,9	142,5	141,2	139,9	138,6	137,3	136,0	134,8	133,6
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	150,0	156,7	145,7	142,1	147,8	149,8	149,1	148,8	147,9	147,7	146,5	145,3	143,9	142,5	141,2	139,9	138,6	137,3	136,0	134,8	133,6
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	220,0	0,0	657,5	178,2	168,3	0,0	156,8	0,0	165,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	89,5	90,2	91,0	90,5	90,3	90,2	90,2	90,5	90,9	91,3	91,8	92,3	92,7	93,2	93,7	94,1	94,5	94,8	95,1	95,5	95,7
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	89,5	90,2	90,6	90,7	90,6	90,2	90,7	90,5	91,1	91,3	91,8	92,3	92,7	93,2	93,7	94,1	94,5	94,8	95,1	95,5	95,7
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	89,7	0,0	96,1	86,2	84,9	0,0	83,9	0,0	85,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	17,1	15,4	13,8	13,6	14,3	14,7	14,6	14,2	13,6	12,8	12,0	11,2	10,4	9,7	8,9	8,3	7,7	7,1	6,6	6,1	5,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	15,8	15,4	13,6	13,2	13,9	14,7	13,9	14,2	13,2	12,8	12,0	11,2	10,4	9,7	8,9	8,3	7,7	7,1	6,6	6,1	5,7

№ № п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	228,7	208,7	208,8	254,2	317,0	359,2	387,7	411,3	431,0	441,4	446,6	454,6	454,5	450,1	445,8	441,5	437,4	433,4	429,5	425,7	421,9
51	в том числе: из переходящих скважин	172,5	208,7	196,8	241,2	304,7	359,2	362,0	411,3	412,9	441,4	446,6	454,6	454,5	450,1	445,8	441,5	437,4	433,4	429,5	425,7	421,9
52	из новых скважин	56,2	0,0	12,0	13,0	12,3	0,0	25,8	0,0	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	228,7	208,7	208,8	211,8	271,7	307,9	387,7	411,3	431,0	441,4	446,6	454,6	454,5	450,1	445,8	441,5	437,4	433,4	429,5	425,7	421,9
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	3668,1	3876,8	4085,6	4339,8	4656,8	5016,0	5403,7	5815,0	6246,0	6687,4	7134,0	7588,5	8043,0	8493,1	8938,8	9380,4	9817,8	10251,2	10680,7	11106,4	11528,4
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1505,0	1525,5	1544,4	1568,5	1599,2	1634,3	1672,2	1711,3	1750,6	1788,9	1825,4	1860,5	1893,5	1924,0	1952,2	1978,3	2002,6	2025,0	2045,9	2065,2	2083,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,411	0,417	0,422	0,429	0,437	0,447	0,457	0,468	0,478	0,489	0,499	0,508	0,517	0,526	0,534	0,541	0,547	0,553	0,559	0,564	0,569
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	72,3	73,3	74,2	75,3	76,8	78,5	80,3	82,2	84,1	85,9	87,7	89,4	90,9	92,4	93,8	95,0	96,2	97,3	98,3	99,2	100,1
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,0	0,9	1,2	1,5	1,7	1,8	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,0	3,6	3,4	4,5	6,0	7,3	8,5	9,5	10,6	11,5	12,5	13,7	14,9	16,2	17,9	20,1	23,4	28,3	36,6	53,6	107,2
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	7,191	6,151	5,664	7,246	9,183	10,545	11,357	11,739	11,801	11,475	10,949	10,545	9,889	9,147	8,466	7,841	7,267	6,739	6,254	5,806	5,394
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	588,753	594,904	600,568	607,814	616,997	627,542	638,899	650,638	662,438	673,914	684,863	695,408	705,297	714,443	722,910	730,751	738,019	744,758	751,012	756,818	762,212

Таблица 8.1.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV 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	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,2	2,9	2,7	2,2	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	1,5	2,7	2,2	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из новых скважин	0,2	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	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,2	2,9	2,7	2,2	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	5,5	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	37	266	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
15	в том числе: эксплуатационные скважины	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	328,5	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	1,8	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	1,5	2,7	2,2	1,6	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
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	1,8	3,3	2,7	2,2	1,6	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
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,9	0,8	0,8	0,7	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	0,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	1,5	2,7	2,2	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,3	-0,5	-0,5	-0,6	-1,3	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-14,4	-16,6	-19,4	-28,0	-82,3	-100,0	0,0	0,0	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	Мощность новых скважин, тыс.т	0,2	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	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,1	10,4	10,4	10,3	10,1	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	10,0	10,4	10,3	10,1	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	10,1	10,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	45,5	53,9	62,3	69,3	75,1	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	55,4	62,3	69,3	75,1	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	45,5	52,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,5	4,8	3,9	3,1	2,5	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	4,5	3,9	3,1	2,5	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,4	6,4	7,2	7,2	6,3	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
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	3,5	7,2	7,2	6,3	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
52	из новых скважин	0,4	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,4	6,4	7,2	7,2	6,3	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
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1,6	8,0	15,2	22,4	28,7	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1,4	4,3	7,0	9,2	10,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,029	0,093	0,152	0,200	0,235	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	12,3	39,0	63,7	83,7	98,1	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,8	26,7	24,8	20,0	14,4	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,0	30,5	40,6	55,0	88,1	131,6	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
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	260,2	260,2	260,2	260,2	260,2	260,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,052	0,765	0,708	0,571	0,411	0,073	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	4,216	4,981	5,690	6,261	6,672	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745	6,745

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплением геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Акшабулак Южный предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти, нефтяного газа, конденсата;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 10.2.1).

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно для

низкодебитных скважин (до 5 т/сут), среднедебитных (от 5 до 25 т/сут), и высокодебитных (более 25 т/сут).

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности дифференцирована 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 пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Гидродинамические исследования скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;
- Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней. Рекомендуется проводить замеры пластового давления не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в полугодие, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации. Рекомендуется проводить исследования МУО на режимах, включающих не менее 3 режимов ниже давления насыщения и не менее 3

режимов выше давления насыщения, при этом, не снижая забойное давления до уровня ниже 80% от давления насыщения во избежание конусообразования воды и преждевременного существенного разгазирования нефти.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Комплексный метод (PLT)

Дебитометрия является широко распространенным методом получения профилей вертикальной фильтрации и распределения притока в скважине из коллектора. В состав PLT входят гамма-каротаж, локатор муфт обсадной колонны, одновременный замер давления, температуры, плотности флюида и расхода. Замеры выполняются при различных скоростях каротажа. Проведение замеров в скважинах следует проводить в эксплуатационных скважинах после достижения стабильного дебита или при стабильной приемистости в нагнетательных. Такой подход позволит достоверно замерить распределение фильтрации и притока по перфорированному интервалу. Полученные результаты могут помочь при планировании мероприятий по повышению продуктивности скважин или приемистости (мероприятия по интенсификации притока). В комплекс исследований входят следующие методы: термоэлектрическая (СТД) и гидродинамическая (РГТ) дебитометрия и расходомерия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнометрия (ГГП-30), влагометрия (ВГД-2, КСАТ-7), резистивиметрия (РИС-42), шумометрия (КСАТ-7), локация муфтовых соединений (МЛМ), радиоактивные методы: гамма-метод-ГМ.

Последующие замеры в интервале каротажа на кабеле в добывающих и нагнетательных скважинах должны проводиться согласно инструкциям нормативного документа «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия

применяется для:

- выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
- выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
- выявления внутриколонных перетоков между пластами;
- определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
- определения нефте-газо-водопритоков;
- выявления обводненных пластов;
- определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;

- контроля за перфорацией колонны.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольший. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. Термометр сопротивления используют в комплексе с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Метод механической расходомерии

Измерения механическими расходомерами производят для следующих целей:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Метод влагометрии

применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

Метод термокондуктивной дебитометрии

применяют:

- для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

Метод барометрии

применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Метод акустической шумометрии

применяют:

- для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Метод гамма-гамма цементометрии

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выделяются участки с цементом и без него.

Импульсный нейтронный каротаж

применяют в обсаженных скважинах для:

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;
- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- с целью получения полной информации о состоянии выработки запасов нефти рекомендуется ежегодно исследовать не менее 50% от действующего фонда нагнетательных скважин. При переводе скважины в закачку исследования должны выполняться не реже 1 раза в год в течение первых двух лет работы. Затем измерения должны проводиться не реже 1 раза в два-три года.

- недовыполнение запроектированных объемов ГИС по контролю за разработкой для объектов на протяжении всего периода эксплуатации месторождения затрудняет и даже делает невозможным осуществление объективного контроля за процессом выработки этих пластов.

Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при $R_{\text{заб}} > R_{\text{нас}}$ и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);

3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);

4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Таблица 9.1.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин
		Добывающие
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно
2	Определение обводненности продукции по действующим скважинам:	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования Еженедельно
3	Определение пластового давления и температуры по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в полугодие
4	Определение забойного давления по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в полугодие
5	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
6	Исследование методом восстановления давления по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
7	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
8	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
9	Определение профиля поглощения	
10	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)
11	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

10.1 Охрана недр и окружающей среды

Глава «Охрана окружающей и природной среды» к проекту «Анализ разработки месторождения Акшабулак Южный» выполнен Службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02177Р от 18 марта 2020 года на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №212 от 09.01.2007г;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

Климатические условия расположения месторождения

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

По данным РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на МС Кызылорда.

Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-7,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+37,1
Количество осадков за год (теплый период) мм	24,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	80,2
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	11

Таблица 10.1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,2	-1,8	6,5	18,6	24,9	28,3	30,3	26,9	19,3	11,4	4,8	-1,9	13,7

Таблица 10.1.3 – Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,1	1,6	2,7	2,4	2,7	1,9	2,6	2,3	2,3	2,2	0,9	1,6	2,1

Таблица 10.1.4 – Повторяемость направления ветра и штилей (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	25	23	5	6	7	10	13	35

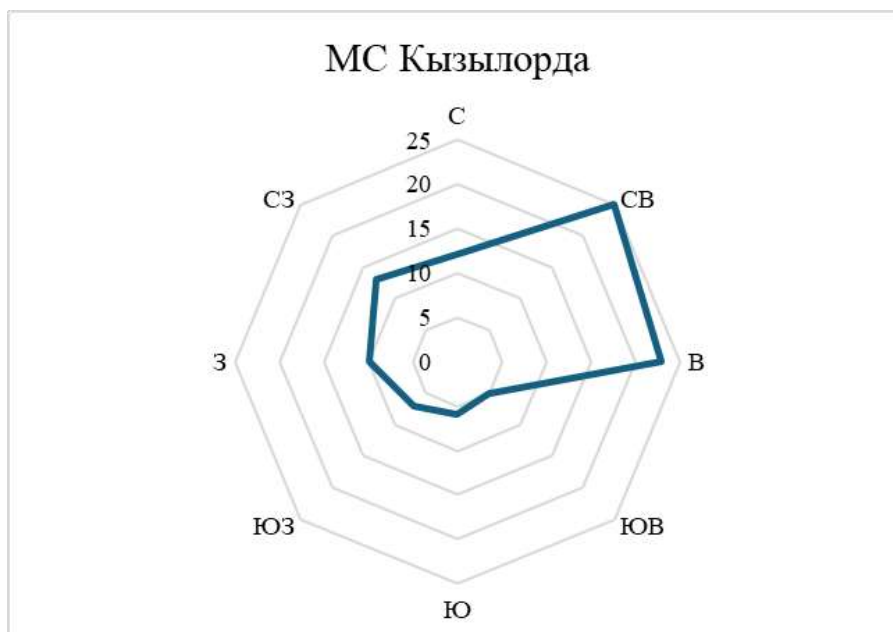


Рисунок 10.1.1 – Роза ветров

Современное состояние атмосферного воздуха

Мониторинговые наблюдения за состоянием окружающей среды на месторождении Акшабулак Южный в 2025г проводил ТОО «Сыр-Арал сараптама» согласно программе «Производственного экологического контроля».

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, углеводороды, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Акшабулак Южный в 2025г, представлены в таблице 2.5.

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, углеводороды, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Акшабулак Южный в 2025г, представлены в таблице 10.1.5.

Таблица 10.1.5 - Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2025 год

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация за 2025 год				Наличие превышения ПДК
			I кв	II кв	III кв	IV кв	
1	2	3	4	5	6	7	8
Граница СЗЗ 1	Азота диоксид	0,2	0,00215	0,00214	0,00211	0,00212	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00339	0,00338	0,00322	0,00323	не превышает
	Сажа	0,15	0,00264	0,00263	0,00223	0,00224	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00158	0,00157	0,00116	0,00117	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00535	0,00534	0,00334	0,00336	не превышает

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация за 2025 год				Наличие превышения ПДК
			I кв	II кв	III кв	IV кв	
1	2	3	4	5	6	7	8
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00121	0,00122	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	3	2	2	3	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	4	5	не превышает
Граница СЗЗ 2	Азота диоксид	0,2	0,00311	0,00311	0,00311	0,00313	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00328	0,00331	не превышает
	Сажа	0,15	0,00289	0,00289	0,00315	0,00317	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00144	0,00143	0,00111	0,00113	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00411	0,00412	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00122	0,00125	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	4	5	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	6	7	не превышает
Граница СЗЗ 3	Азота диоксид	0,2	0,00313	0,00312	0,00319	0,00321	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00371	0,037	0,00371	0,00373	не превышает
	Сажа	0,15	0,00286	0,00285	0,00226	0,00228	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00144	0,00143	0,00148	0,00149	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,0052	0,0051	0,00322	0,00325	не превышает
	Сероводород	0,008	0,00121	0,0012	0,00124	0,00126	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	6	5	5	7	не превышает
Граница СЗЗ 4	Азота диоксид	0,2	0,00315	0,00314	0,00325	0,00327	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00374	0,00373	0,00319	0,00321	не превышает
	Сажа	0,15	0,00287	0,00286	0,00225	0,00227	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00136	0,00135	0,00137	0,00139	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,0052	0,0051	0,00201	0,00202	не превышает
	Сероводород	0,008	0,00124	0,00123	0,00122	0,00125	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	4	3	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	8	7	5	6	не превышает

Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Акшабулак Южный показал, что за 2025г концентрации загрязняющих веществ находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

Поверхностные и подземные воды

Гидрографическая сеть в районе месторождения Акшабулак Южный не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сенонских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнозернистых песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N_2^3) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P_2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K_2t_2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные

отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алевритоглинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K₁al-K₂s) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 12⁰ до 74⁰С.

Почвенный покров

Месторождение Акшабулак Южный с приращенными территориями расположено, согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана, в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. Основными зональными подтипами почв на территории месторождения Акшабулак Южный являются серо-бурые пустынные и пески бугристо-грядовые. Пески бугристо-грядовые доминируют на массиве месторождения.

На характеризуемой территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности территория месторождения относится к области Туркестанской пустынной равнины. Равнина сложена мел-палеогеновыми отложениями, частично перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Практически весь участок занят песчаным массивом Арысум, имеющим абсолютные отметки 90-110 м и представленным среднечетвертичными эоловыми отложениями с близким залеганием коренных отложений. По понижениям и в местах техногенных механических нарушений, связанных с удалением поверхностных горизонтов, коренные мел-палеогеновые отложения выходят на поверхность. Рельеф песков бугристо-грядовый.

На северо-востоке и крайнем юге территории месторождения песчаный массив окаймляет солончаковая пониженная равнина замкнутой бессточной впадины Арыс, сложенная нижнеолигоценовыми глинами, четвертичными озерными засоленными и верхнечетвертично-современными отложениями. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески.

Зональным подтипом почв на характеризуемой территории являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв из-за специфических условий почвообразования практически не встречаются. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из солонцов и серо-бурых пустынных солонцеватых почв. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты такырами. Бугристо-грядовая равнина представлена песками закрепленными.

Почвы района обследования по своему качеству не пригодны для земледелия и используются в качестве низко продуктивных пастбищных угодий

Таблица 10.1.6 – Результаты анализа проб почвенного покрова за 2025 год

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	ПДК (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)			
			1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
СЗЗ 1	Нефтепродукты	1000	0,012	0,011	0,011	0,012
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0,014	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0,015	0	0,014	0,015
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0
СЗЗ 2	Нефтепродукты	1000	0	0	0	0
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0	0	0	0
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0
СЗЗ 3	Нефтепродукты	1000	0,011	0,01	0,01	0,011
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0,017	0,16	0,16	0,17
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0
СЗЗ 4	Нефтепродукты	1000	0,013	0,012	0,011	0,012
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0,18	0,17	0,15	0,16
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0

Анализ проведенного экологического мониторинга почвенного покрова на границе СЗЗ месторождения Акшабулак Южный показал, что за 2025г концентрации загрязняющих веществ находились в допустимых пределах и не превышали установленные предельно-допустимые концентрации.

Растительный покров

На территории месторождений преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковегетирующие многолетние и однолетние травы (эфмеры и

эфемероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники. Наземные объекты месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

Ландшафтными растениями месторождения Аксай, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (биюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaformis*),) – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) – представитель реликтовой саванновой средиземноморской флоры, жузгун безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

Для бугристо-грядовых песков характерны кустарниково-полынно-ранговые и полынно-эфемеровые сообщества по склонам и вершинам бугров с преобладанием саксаула белого, черного, жузгунов. По вершинам песчаных бугров часто господствуют ассоциации хвойника шишконосного, эфедры (*Ephedra lomatolepis*) и аристиды перистой (*Aristida pennata*). По склонам некоторых участков характерны еркеково-белоземельнополынно-ранговые сообщества.

Животный мир

Освоение месторождения Акшабулак Южный в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. В описываемом районе встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них такой эндемичный вид республики как кожанок Бобринского. Здесь же сосредоточена основная гнездовая популяция белобрюхого рябка, также занесенного в Красную книгу.

Преимущественно плотных субстратов придерживаются такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Иногда встречаются песчаные виды - сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик. Характерны среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики.

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к

ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

11.1 Мероприятия по разведке месторождения

Настоящий проект составлен на основе «Пересчета запасов нефти, растворенного газа, и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный» по состоянию на 02.01.2025г (Протокол ГКЗ РК №2777-25-У от 06.11.2025г).

На Гос.баланс РК оставлены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по категориям В+С1 в количестве 7766/3008 тыс. т, по категории С2 в количестве 718/238,2 тыс.т., по категориям В+С1+С2 в количестве 8484/3246 тыс.т.; из них в пределах горного отвода месторождения числятся геологические/извлекаемые запасы нефти по категориям В+С1 в количестве 7683/2996 тыс. т, по категории С2 в количестве 694/235,2 тыс. т, по категориям В+С1+ С2 в количестве 8377/3231,2 тыс.

На дату составления отчета фонд пробуренных скважин на месторождении Акшабулак Южный составляет 52 скважины, в том числе одна разведочная скважина П-2 находящаяся на восточной части месторождения Акшабулак Южный за пределами горного отвода ТОО «СП «Казгермунай» именуемой как участок 1 месторождения Бастау, где недропользователем является АО «Нефтяная компания «КОР» согласно Контракту № 5320-УВС от 07.03.2024 г.

Для дальнейшего изучения месторождения недропользователю ТОО «СП «Казгермунай» рекомендуется:

- предусмотреть повторный отбор проб, по горизонту Ю-0-1 в районах скважин №№37, 76 и 45. Так же, предусмотреть дополнительный отбор русловой части по горизонту Ю-0-26 в районе скважин №36 и 273;

- предусмотреть бурение оценочной скважины №85 с целью подтверждения распространения залежей углеводородного сырья и наличия коллекторов в зоне вреза к фундаменту. Скважина №85 проектирована на Западной части месторождения (рис. 11.1-11.2), с целью изучения нефтегазоносности отложений горизонта Ю-III в зоне вреза осадочного чехла к фундаменту. Данный участок характеризуется недостаточной изученностью бурением, при этом по результатам сейсмических исследований и корреляции разрезов соседних скважин Центрального Акшабулак предполагается развитие коллекторов вблизи в зоне врез к фундаменту, где возможны изменения мощности и литологического состава пород, способствующие формированию литологически и тектонически экранированных ловушек углеводородов. На аналогичных геологических условиях на месторождения Центральный Акшабулак, в скважинах №364, 205 и 335 были вскрыты продуктивные коллекторы, что подтверждает перспективность подобных зон. Бурение оценочной скважины позволит уточнить строение горизонта Ю-III, подтвердить

наличие коллекторов в зоне вреза к фундаменту, определить их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения, а также оценить перспективы нефтегазоносности южной части месторождения. (рис 11.1.3-11.1.5).

- отобрать керн и выполнить комплекс стандартных и специальных исследований при бурении оценочной скважины №85.

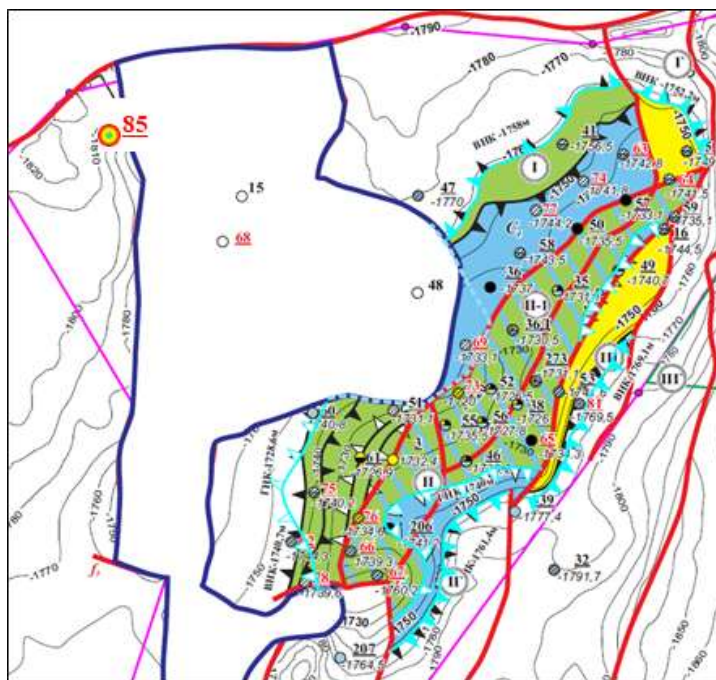


Рисунок 11.1.1 – Подсчетный план по кровле горизонта Ю-III

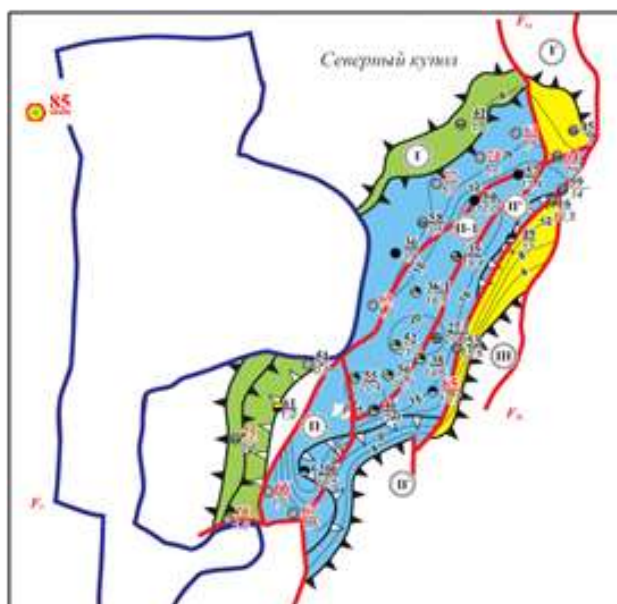


Рисунок 11.1.2 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин горизонта Ю-III

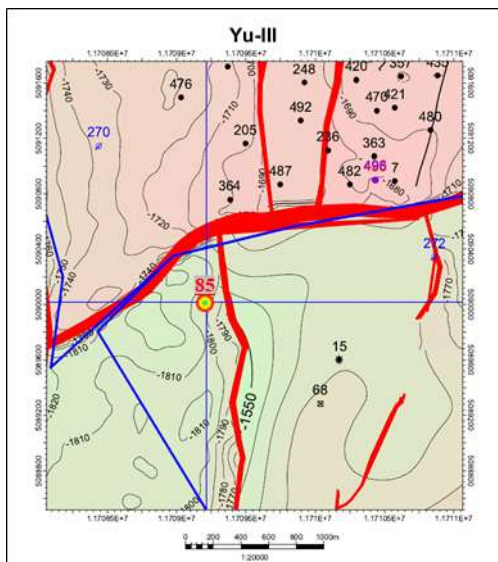


Рисунок 11.1.3 – Структурная карта по отражающему горизонту

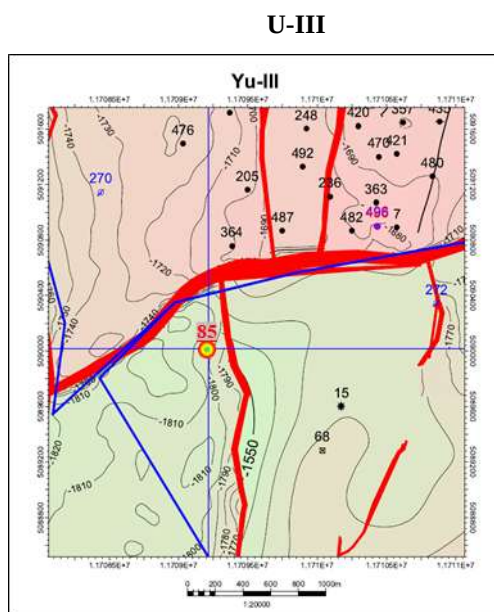


Рисунок 11.1.4 – Сейсмический разрез InLine

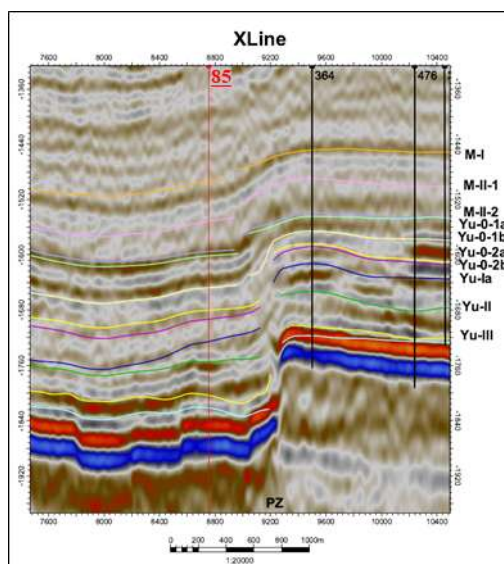


Рисунок 11.1.5 – Сейсмический разрез XLine

Недропользователю восточной части месторождения Акшабулак Южный АО «Нефтяная компания «КОР» для внедрения в промышленную разработку участок 1 месторождения Бастау **рекомендуется доразведать** согласно таблице 11.1.1. все перспективные на нефть и газ горизонты и предварительно оцененные запасы по данным ГИС скважины П-2 учитывая следующее соотношение пригодных для промышленной разработки запасов нефти и свободного газа:

1. извлекаемый объем **запасов свободного газа** на участке 1 месторождения Бастау составляет 18,6млн.м³ по горизонту М-I и 147,8млн.м³ по горизонту М-II-1а, а в сумме 166,4млн.м³, где из них **на долю доказанных скважиной П-2 приходится < 5%** или 7,6 млн.м³, которые опробованы только по одному горизонту М-I;

2. геологические запасы **нефти** на участке 1 месторождения Бастау предварительно оценены как **24тыс.т** по подгоризонту Ю-0-2а, где из них **на долю доказанных** скважиной П-2 **приходится 0%.**

Целью доразведки месторождения Акшабулак Южный, *а именно в его восточной части за пределами горного отвода ТОО «СП «Казгермунай» в пределах участка №1 участка недр месторождения Бастау,* является - прирост запасов нефти и газа месторождения Акшабулак Южный на участке недр АО «Нефтяная компания «КОР» по результатам доразведки месторождения путем опробования и испытания горизонтов в скважине П-2 посредством:

1. проведения **в первой половине 2026 года** процедур по:
 - 1.1. разработке главы 11 «Мероприятие по доразведке месторождения» к базовому проектному документу «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Южный с проектом ОВОС на 2025–2026 годы по состоянию на 01.01.2025г» и защиты на ЦКРР РК;
 - 1.2. расчету ожидаемых дебитов и добычи на период испытания обнаруженных в скважине П-2 залежей в течение 90 дней каждая;
 - 1.3. разработке и согласованию экологической документации – оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) к базовому проектному документу «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Южный с проектом ОВОС на 2025–2026 годы»
 - 1.4. в части мероприятий по доразведке на скважине П-2 месторождения Акшабулак Южный, рассматриваемого как единый объект недр совместно с участком недр месторождения Бастау (участок №1, район скважины П-2);
 - 1.5. получению разрешения на сжигание газа на факеле во время опробований и испытаний при обнаружении свободного и/или растворенного в нефти газа;
2. проведения **начиная со второй половины 2026 года с переходом на 2027-2028 года** процедур по:
 - 2.1. опробованию четырех горизонтов посредством прострелочно-взрывных работ;
 - 2.2. отсечению нижнего горизонта перед опробованием верхнего если из него был получен приток жидкости и газа
 - 2.3. испытанию наиболее вероятных к обнаружению двух горизонтов Ю-0-2а нефтяного и М-II-1а газового по 90 дней каждый;
 - 2.4. исследованию путем:
 - 2.4.1. отбора поверхностных проб газа, нефти и воды во время испытаний каждого горизонта;

2.4.2. отбора глубинных проб газа, нефти и воды при **наличии фонтанирования во время испытаний** каждого горизонта 1-2 раза за 90 дней;

2.4.3. отбора глубинных проб газа, нефти и воды при **наличии механизированной добычи до или после испытаний** нефтяного горизонта;

3. проведения в 2028 году с переходом на 2029 год процедур по:пересчету геологических запасов месторождения Акшабулак Южный по результатам испытаний продуктивных горизонтов в скважине П-2 участка недр месторождения Бастау АО «Нефтяная Компания КОР».

В таблице 11.1.1 приведена программа доразведочных работ месторождения Акшабулак Южный за пределами горного отвода ТОО «СП «Казгермунай» путем опробования и испытания горизонтов в скважине П-2 участка №1 участка недр месторождения Бастау, где оператором является АО «Нефтяная компания «КОР».

Ожидаемая продукция, дебиты и добыча в скважине П-2 по двум наиболее воротным к обнаружению горизонтам Ю-0-2а нефтяного и М-II-1а газового на период доразведки месторождения Акшабулак Южный приведены в таблице 11.1.2.

Таблица 11.1.1 - ПРОГРАММА ДОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЮЖНЫЙ
за пределами горного отвода ТОО «СП «Казгермунай»
путем опробования и испытания горизонтов в скважине П-2 участка №1 участка недр месторождения Бастау, где
оператором является АО «Нефтяная компания «КОР»

п/п	Виды ГРП	Объем ГРП		Срок ГРП	Описание
1	2	3	4	5	6
	Всего Перфорация + Опробование+Гидроразрыв пластов+ГИС контроль			до 405 дней	- Прострелочно-взрывные работы (ПВР) будет проводиться в скважине П-2 снизу вверх; Переход на вышележащий пласт/горизонт будет осуществляется путем изоляции нижележащего ранее перфорированного; ГРП при наличии УВС будет проводиться в коллекторах с низкой проницаемостью, 16т проппанта на 1 ГРП; - Количество и интервалы зависимо перфорируемых пластов ПВР будут уточняться по характеру насыщенности независимо перфорируемых пластов. - Глубины независимо перфорируемых интервалов будут уточняться перед ПВР.
	Итого Перфорация + Опробование	Независимый	10 пластов 17,5м	до 360 дней	
		Зависимый	1 пласт 1,3м		
6	ГИС контроль в процессе опробования (расходомеры) с последующим КВД	Зависимый	1-2 ± 1-2 раза	до 30 дней	
5	Гидроразрыв пластов (ГРП)	Зависимый	16т проппант на 1 подгоризонт	до 15 дней	
4	Перфорация в скважине П-2 подгоризонта М-П-1а с запасами газа по категор.С2 и Опробование в интервале глубин по абсолютной отметке от минус 1515м до 1530м	Независимый	ПВР 3-х пластов 5,7м -1516,2 - -1517,8 -1519,5 - -1521,7 -1522,1 - -1524,0	90 дней	
5	Перфорация в скважине П-2 подгоризонта Ю-0-2а с запасами нефти по категор.С2 и Опробование в интервале глубин по абсолютной отметке от минус 1648м до 1620м	Независимый	ПВР 5-и пластов 7,2м -1634,1 - -1635,9 -1630,8 - -1632,4 -1626,2 - -1627,8 -1623,6 - -1625,8 -1620,5 - -1622,0	90 дней	Опробование при наличии упруго-газонапорного режима работы залежей и/или пластов чистым газом и/или газожидкостной смесью - будет проводиться на различных штуцерных режимах отбора фонтанным способом. При этом, газо-жидкостная смесь будет сепарироваться с помощью НГС и после замеров: - жидкость будет вывозиться автоцистернами; - газ будет сжигаться на факеле. При отсутствии фонтанирования и упруго-газонапорного режима работы залежей и/или пластов нефтесодержащей смесью без газа, Опробование будет проводиться газлифтным способом методом компрессирования азота до 60 атм с учетом установки двух-трех промежуточных

Опробование при наличии упруго-газонапорного режима работы залежей и/или пластов чистым газом и/или газожидкостной смесью - будет проводиться на различных штуцерных режимах отбора фонтанным способом. При этом, газо-жидкостная смесь будет сепарироваться с помощью НГС и после замеров:
 - жидкость будет вывозиться автоцистернами;
 - газ будет сжигаться на факеле.

При отсутствии фонтанирования и упруго-газонапорного режима работы залежей и/или пластов нефтеводяной смесью без газа, **Опробование** будет проводиться газлифтным способом методом компрессирования азота до 60 атм с учетом установки двух-трех промежуточных

п/п	Виды ГРП	Объем ГРП		Срок ГРП	Описание
1	2	3	4	5	6
					гидромуфт с отверстиями от 1мм до 3мм на НКТ. При этом, периодически отобранная компрессированием жидкость посредством разового опорожнения ствола скважины П-2 будет вывозиться автоцистернами. Отбивки Нст с последующими Нд эхолотом для КВУ будут на ежедневной основе.
6	Перфорация в скважине П-2 подгоризонта Ю-0-2а с запасами нефти по категор.С2 и Опробование в интервале глубин по абсолютной отметке от минус 1648м до 1620м Перфорация в скважине П-2 подгоризонта Ю-II перспективного на нефть и Опробование в интервале глубин по абсолютной отметке от минус 1790м до 1720м	Зависимый	ПВР 1 пласта 1,3м -1641,5 - -1642,8	90 дней 90 дней	• Опробование при наличии упруго-газонапорного режима работы залежей и/или пластов чистым газом и/или газожидкостной смесью - будет проводиться на различных штуцерных режимах отбора фонтанным способом. При этом, газо-жидкостная смесь будет сепарироваться с помощью НГС и после замеров: - жидкость будет вывозиться автоцистернами; - газ будет сжигаться на факеле. • При отсутствии фонтанирования и упруго-газонапорного режима работы залежей и/или пластов нефтеводяной смесью без газа, Опробование будет проводиться газлифтным способом методом компрессирования азота до 60 атм с учетом установки двух-трех промежуточных гидромуфт с отверстиями от 1мм до 3мм на НКТ. При этом, периодически отобранная компрессированием жидкость посредством разового опорожнения ствола скважины П-2 будет вывозиться автоцистернами. Отбивки Нст с последующими Нд эхолотом для КВУ будут на ежедневной основе.
		Независимый	ПВР 1 пласта 2,3м -1720,0 - -1722,3		
7	Перфорация в скважине П-2 горизонта Ю-III перспективного на нефть и Опробование в интервале глубин по абсолютной отметке от минус 1858м до 1790м	Независимый	ПВР 1-го пласта 2,3м -1820,0 - -1822,3	90 дней	

Таблица 11.1.2 – ОЖИДАЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ, ДЕБИТЫ И ДОБЫЧА В СКВАЖИНЕ П-2
по двум наиболее вероятным к обнаружению горизонтам Ю-0-2а нефтяного и М-П-1а газового
на период доразведки месторождения Акшабулак Южный

№ скважины	продуктивный горизонт	Интервал ПВР, м		способ вскрытия горизонта	диаметр штуцера, мм	Дебит, м³/сут						% обводенности	Газов фактор, м³/м³	Добыча за 90 дней			
		кровля	подошва			свободный газа тыс.м³/сут	растворенный газа м³/сут	нефти м³/сут	воды м³/сут	конденсат м³/сут	жидкость м³/сут			свободного газа тыс.м³	растворенного газа м³/сут	нефти м³	вода м³
Прогноз ожидаемой продукции с горизонта М-II-1а																	
П-2	М-II-1а	-1 516.2	-1 517.8	ЗПК-114, 17- отв./1п.м.	12	18					1						
		-1 519.5	-1 521.7		12	10					5						
		Всего:			12	15					3.6			1350			
Прогноз ожидаемой продукции с горизонта Ю-0-2а																	
П-2	Ю-0-2а	-1 620.5	-1 627.8	ЗПК-114, 17- отв./1п.м.	10		2014	20	33		53	62%	99.2		181267	1827	2970
		-1630.8	-1642.8														
		Всего:															

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

12.1 Опытные-промышленные испытания новых технологий и технических решений

Гидроразрыв пласта

Горизонт месторождения Ю-0-2 характеризуется низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Одним из перспективных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти в низкопроницаемых, слабодренируемых, неоднородных и расчлененных коллекторах, является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в результате которого происходит не только интенсификация добычи нефти, но и вовлечение в разработку запасов, которые находились на участках пласта в силу ряда причин неохваченных процессом выработки. Область применения ГРП распространяется практически на все типы продуктивных пластов. Результатом применения ГРП, как правило, является увеличение отборов жидкости.

На месторождении в 2022г проведены мероприятия по гидроразрыву пласта. Так в скважине №38 эксплуатирующейся на II объект (горизонты Ю-0-2а, Ю-0-2б, Ю-1) 04.08.2022г проведен ГРП. До проведения ГТМ скважина эксплуатировалась на горизонты II объекта, со средним дебитом нефти в 1,8 т/сут, жидкости 3,4 м³/сут и обводненностью в 35%. Стоит отметить, что скважина расположена в нерусловой части объекта, характеризующейся низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. По результатам РЛТ 30-31.07.2022г в скважине №38 не выявлено заколонных пертоков. Из заявленных интервалов перфораций, приведенных в таблице 13.1.1, нижние перфорированные пласты 1760.0-1762.0м, 1763.5-1765.3м работают более интенсивно по сравнению с верхними перфорированными интервалами. Верхние перфорированные пласты 1721.0-1722.5м, 1730.0-1731.0м не работают. В период проведения ГТМ в скважину закачали пропант в объеме 15,4 т. Средние показатели дебита после ГТМ составляют 22,5 т/сут по нефти и 31,2 м³/сут по жидкости. Таким образом, благодаря применению технологии ГРП получено увеличение дебита нефти в 17 раз, при этом накопленная дополнительная добыча по скважине на конец 2022г составляет 2,8 тыс.т.

Таблица 12.1.1 – Результаты определения профиля притока в скважине № 38 30-31.07.2022г

Интервалы перфорации, м	Интервалы притока, м	Мощность, м	Доля дебита, %	Дебит жидкости, м ³ /т	Состав притока
1721,0-1722,5	-				
1730,0-1731,0	-				
1740,8-1741,8	1740,8-1741,8	1	14	24,0	Нефть с водой
1750,0-1751,5	1750,0-1751,5	1,5	9	15,4	
1754,0-1755,0	1754,0-1755,0	1	5	8,6	Нефть с водой
1760,0-1762,0	1760,0-1762,0	2	40,3	69,0	Нефть с водой
1763,5-1765,0	1763,5-1765,3	1,8	31,7	54,3	Нефть с водой
Итого по скважине		7,8	100	171,31	Нефть с водой

В скважине №50, эксплуатирующейся на III объект (горизонт Ю-III) до проведения ГТМ 04.03.2023г проведены мероприятия по гидроразрыву пласта, а также переход на вышележащий II объект (горизонты Ю-0-2а, Ю-0-2б).

В период 02-03.11.2020г в скважине проведены исследования по определению профиля притока, герметичности колонны и заколонного пространства. На момент проведения исследования скважина эксплуатировалась с дебитом нефти 11,5 т/сут при обводненности в 76%. В таблице 13.1.2 представлены результаты проведенного PLT. В результате проведения исследования выявлено, что ниже подошвы перфорированного интервала до глубины 1874.0м идет изменение градиентов на 2-х режимной термометрии, что свидетельствует о возможном межпластовом перетоке из неперфорированной зоны коллектора в перфорированную часть коллектора.

Таблица 12.1.2 – Результаты определения профиля притока в скважине № 50 02-03.11.2020г

Интервалы перфорации, м	Интервалы притока, м	Мощность, м	Доля дебита, %	Дебит жидкости, м ³ /т	Дебит воды, м ³ /т	Дебит нефти, м ³ /т	Состав притока
1866,5-1873,0	1870,6-1871,7	1,1	57,7	18,0	12,24	5,7	Нефть с водой
	1872,0-1873,0	1	42,3	13,2	12,96	0,3	Нефть с водой
Итого по скважине		2,1	100,0	31,2	25,2	6,0	Нефть с водой

В период 28.02-01.03.2023г в скважине №50 было проведено исследование на определение работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида. На момент исследования ГИС в работе скважины более интенсивнее участвуют нижние перфорированные интервалы: 1755.0-1755.6м, 1757.0-1758.0м, 1759.3-1760.6м, интервалы работают с нефтью и водой (вода не очищенная жидкости от глушения скважины), вода поступает по внутрипластовому перетоку снизу с глубины 1762.3м (таблица 13.1.3).

Верхний интервал перфорации 1744.0-1746.0м работает слабо в подошвенной части в интервале 1745.0-1746.0м, возможно, пласт задавлен жидкостью поступающей снизу и слабо проявляет себя в работе скважины.

В скважине 04.03.2023г проведены мероприятия по гидроразрыву пласта, за время которых было закачано 20 т пропанта. После проведения ГРП дебит нефти на II объекте составил 29,8 т/сут, жидкости 39,4 м³/сут, при обводненности 10%.

Таким образом, в результате проведения ГТМ накопленная дополнительная добыча нефти от ГТМ на конец 2023г составила 8,2 тыс.т.

Таблица 12.1.3 – Результаты определения профиля притока в скважине № 50 28.02-01.03.2023г

Интервалы перфорации, м	Интервалы притока, м	Мощность, м	Доля дебита, %	Дебит жидкости, м ³ /т	Состав притока
1744,0-1746,0	1745,0-1746,0	1,0	6	3,3	
1754,0-1761,0	1755,0-1755,6	0,6	30	16,6	Нефть с водой
	1757,0-1758,0	1,0	14	7,7	Нефть с водой
	1759,3-1760,6	1,3	50	27,7	Нефть с водой
Итого по скважине		3,9	100	55,3	Нефть с водой

Мировой опыт нефтедобычи показывает, что высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяют увеличить продуктивность скважин в несколько раз, а применение ГРП как элемента системы разработки, т.е., создание гидродинамической системы скважин с трещинами гидроразрыва, дает увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, повышение нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон и пропластков и увеличения охвата заводнением, а также позволяет вводить в разработку залежи с потенциальным дебитом скважин в 2, 3 раза ниже уровня рентабельной добычи, следовательно, переводить часть забалансовых запасов в промышленные. Увеличение дебита скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещины и размерами последней, причем коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины, существует предельное значение длины, превышение которого практически не приводит к росту дебита жидкости.

13 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

13.1 Расчет суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования

Месторождение Акшабулак Южный на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно дополнению №7 от 19 мая 2023 года. Срок окончания контракта 1 марта 2034 года.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Стоимость работ 1 бригады/час составляет 71 084 тенге. Продолжительность ликвидационных работ на 1 скважину, ликвидируемых по схеме 1 составляет 166 часа, по схеме 2 – 145 часа. Количество скважин на месторождении Акшабулак Южный, подлежащих ликвидации, составит 23 ед. Скважины выбывающие в процессе разработки, а также скважины в консервации, контрольные и водозаборные ликвидируются за счет недропользователя в год выбытия, график приведен в Т.П. 13.4.

Таблица 13.1.1 – Таблица ликвидации скважин

Объект ликвидации	Продолжительность ликвидации работ на 1 скв/час	Количество скважин	Стоимость работы 1 бригады/час, тенге	Всего продолжительность ликвидации работ, час	Общая стоимость, тенге
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации I	166	22	71084	3652	259 598 768
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации II	145	1	71084	145	10 307 180
ИТОГО		23		3 797	269 905 948

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Акшабулак Южный необходимо установить 23 реперов с тумбами. Стоимость ликвидации 1 репер тумбы составила **412 080 тенге**, в таблице П.13.3 предоставлена сметная стоимость репер тумбы. Таким образом затраты на установку реперов с тумбами составят:

$$412\,080 \text{ тенге} * 23 \text{ед.} = \mathbf{9\,477\,840 \text{ тенге.}}$$

Стоимость ликвидации объектов, оборудования составила **258 533 291** тенге, стоимость рекультивации составила **4 678 448** тенге (в таблице П.13.2 предоставлены сметные расчеты). Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и рекультивации земли с учетом НДС составила **720 913 079** тенге. Заключен договор банковского залога с Банком Китая в Казахстане №ДГ22-ФД-029-0234 от 06 декабря 2022г. Накопленная сумма на банковском счете **251 132 116** тенге. Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.1.2 – Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	11 735 041	23	269 905 948
Затраты на установку репер тумбы	412 080,00	23	9 477 840
Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений			258 533 291
Рекультивация нарушенных земель			4 678 448
Затраты на организацию и управление строительством			46 344 139
Сметная прибыль 5%			13 568 565
Непредвиденные работы и затраты - 2%			6 191 118
на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388			12 777 443
ИТОГО			621 476 792
Итого с НДС, 16%			720 913 079
Накопленная сумма на ЛФ			251 132 116
Итого			469 780 962
Итого с инфляцией на 2046г			847 684 917
Накопленная добыча нефти за контрактный период			890,73
Удельный норматив, тонна/тенге			951,68

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

В то же время, согласно пункту 3 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании», в части введения Кодекса в действие, пункт 8 статьи 126 Кодекса применяется к отношениям по разрешениям, лицензиям и контрактам на недропользование по углеводородам, выданным и заключенным до введения в действие настоящего Кодекса, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 13.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс.тенге
2026	73,83	951,68	70 264,26
2027	63,67	951,68	60 592,01
2028	55,32	951,68	52 648,41
2029	54,19	951,68	51 567,77
2030	54,40	951,68	51 773,64
2031	53,48	951,68	50 897,68
2032	52,45	951,68	49 917,54
2033	50,35	951,68	47 919,35
2034	48,46	951,68	46 120,67
2035	46,06	951,68	43 837,50
2036	43,38	951,68	41 282,02
2037	41,22	951,68	39 229,29
2038	38,32	951,68	36 471,73
2039	35,23	951,68	33 528,17
2040	32,42	951,68	30 851,83
2041	29,86	951,68	28 415,26
2042	27,52	951,68	26 194,20
2043	25,39	951,68	24 167,19
2044	23,45	951,68	22 315,16
2045	21,67	951,68	20 621,15
2046	20,04	951,68	19 070,07
Итого	890,73		847 684,917

14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) Опубликованные литературы:		
1.	Правительство РК	«Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа. (№283 от 27.10.2005 г. с изменениями и дополнениями от 30.10.2009 г.)»
2.	МООС РК	«Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г;
3.	Правительство РК	СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.2012г;
4.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденный Приказом №358 МИР РК от 30.12.2014г;
5.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
6.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденный Приказом №359 МИР РК от 30.12.2014г;
7.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Приказом №261 и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г;
8.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г;
9.	Правительство РК	«Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г);
10.	Правительство РК	«Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные приказом внутренних дел РК №439 от 23.06.2017г;
11.	Правительство РК	«Правила устройства электроустановок», утвержденные Приказом Министра Энергетики РК №230 от 20.03.2015г (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г);

12.	Правительство РК	Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2018г);
13.	Правительство РК	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
14.	Правительство РК	«Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018г;
15.	Правительство РК	Экологический кодекс РК, утвержденный постановлением Правительства РК №400-VI от 02.01.2021г
16.	Правительство РК	«Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;
б) Фондовые литературы:		
17.		«Дополнение к зональному проекту поисков месторождений нефти и газа в Центрально-Арыскупской зоне», 1989г;
18.		«Подсчет запасов нефти и газа по площадям Южный Акшабулак и Восточный Акшабулак Кызыл-Ординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2001г.)», ТОО «Компания Недра-Инжиниринг», г. Актау, 2001г;
19.		«Отчет по контролю качества получения 3D сейсмике в Акшабулак для СП «Казгермунай» РК», г. Лейпциг, 2002г;
20.		«Проект пробной эксплуатации месторождения Акшабулак Южный», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2003г;
21.		«План мероприятий по доразведке месторождения Акшабулак Южный», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2005г;
22.		«Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации месторождения Акшабулак Южный», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2005г;
23.	Юсупова М.С., Султанбаева А.Т., Калмуратова Б.А. и др.	«Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации месторождения Акшабулак Южный», АО «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2007г;
24.	Мурзагалиева Ж.С., Юсупова М.С., Незаметдинов Р.Р. и др.	«Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2007г)», АО «Каспиймунайгаз» - ТОО «ТАМКО», г. Атырау, 2007г;
25.	Каирбеков С.Б., Нурбаев С.Т., Имаганбетов К.М. и др.	«Технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2007г;

26.	Юсупова М.С., Кулшанова Л.Ш., Мухтанов Б.М. и др.	«Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2009г;
27.	Юсупова М.С., Кулшанова Л.Ш., Камариденова Г.С. и др.	«Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г;
28.	Юсупова М.С., Кулшанова Л.Ш., Сарсенбеков Н.Д. и др.	«Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2012г)», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2012г;
29.	Бектасов А.А., Кулшанова Л.Ш. и др.	«Уточненная технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2013г;
30.	Кодар Б.К., Тулетаев Д.М. и др.	«Авторский надзор за реализацией Уточненной Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2014г;
31.	Марданов А.С., Комашев А.О. и др.	«Авторский надзор за реализацией Уточненной Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2015г;
32.	Мусина Ж.К., Марданов А.С., Абуев Р.Б. и др.	«Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивного горизонта Ю-III месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2016г)», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
33.	Марданов А.С., Бондарук В.В. и др.	«Анализ разработки месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
34.	Мусина Ж.К., Марданов А.С., Абуев Р.Б. и др.	«Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2016г)», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г;
35.	Джаксылыков Т.С., Берекетов А.С., Абуев Р.Б. и др.	«Проект разработки месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2018г;
36.	Джаксылыков Т.С., Нұрсұлтанов Е.Ғ., Тұкпатұлла Д.С. и др.	«Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Акшабулак Южный», Филиал ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в городе Атырау, г. Атырау, 2018г
37.	Сымғалиев А.Д., Абдулов А.Р. и др.	«Перевод запасов нефти и газа блока I' горизонта Ю-III месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области РК (по состоянию изученности на 01.07.2019г)», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г;

38.	Нұрсұлтанов Е.Ғ., Сымғалиев А.Д., Абдулов А.Р. и др.	«Анализ разработки месторождения Акшабулак Южный», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2020г.
39.	Нұрсұлтанов Е.Ғ., Сымғалиев А.Д., Адаева С.С. и др	«Авторский надзор за реализацией проектного документа месторождения Акшабулак Южный», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2020г.
40.	Даумшаров А.А., Абылхаиров А.И., Нурмаханов Н.У. и др	«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.02.2021г)», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2021г.
41.	Даумшаров А.А., Абылхаиров А.И., Мамбетова А.У. и др	«Перевод запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов по горизонтам Ю-0-2 месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.02.2022г)», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г.
42.	Марданов А.С., Хажитов В.З., Нурмаханов Н.У., Даумашаров А.А.	«Проект разработки месторождения Акшабулак Южный» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г;
43.	Хажитов В.З., Дүзбаева Г. Б. Сымғалиев А. Д.	«Анализ разработки месторождения Акшабулак Южный» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2024г.
44.	Хажитов В.З., Дүзбаева Г. Б. Ахатқызы Д.	«Отчет пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2025г)» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2025г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.2.3.1 – Замеренные параметры пластовой нефти

№№ п/п	№№ скважин	Дата отбора	И.П. Кровля m	И.П. Кровля m	Глубина отбора m	Горизонт	Блок	Пластовая температура исследования проб °C	Давление исследования проб МПа	Давление насыщения МПа	Rs m³/m³	Rs m³/t	Объемный коэффициент	пересчетный коэффициент	Плотность пластовой нефти g/sm³	Коэффициент сжимаемости 1*10⁻⁶	Вязкость пластовой нефти mPa·с	Плотность сепарированной нефти g/sm³	Ср. коэф. растворимости газа	Плотность газа после однократного разгазирования (по	Усадка %	Исполнитель	altitude
1	П-2*	18.10.2020	1610	1618	1607	М-I	II	61.0	19.6	13.9	1.7	2.2	1.061	0.943	0.740			0.748					
2	37	18.02.2006	1737	1746	1731	Ю-0-1	I - Русло 13	75.9	17.4	2.3	11.0	13.7	1.090	0.917	0.763	10.9	2.0	0.802	4.8	1.117	8.8	Pencor	145.4
3	76	20.11.2023	1689	1693	1400	Ю-0-1	I - Русло 11	63.6	12.0	2.3	31.3	43.2	1.126	0.888	0.750	22.5	1.3	0.797	15.0	1.167	11.2		130
4	45*	10.11.2019	1722	1725	реком.	Ю-0-1	II	77.0	13.7	10.4	83.0	102.2	1.266	0.790	0.717	23.2	0.9	0.812	8.0	0.958	21.0	ТОО "КМГ Инжиниринг"	132.2
Среднее значение по горизонту Ю-0-1:								69.8	14.7	2.3	21.1	28.5	1.108	0.903	0.757	16.7	1.7	0.800	9.9	1.142	10.0		
5	49	02.11.2014	1741	1765	1753	Ю-0-2-а	II	74.3	16.3	9.8	83.3	100.9	1.343	0.744	0.683	31.2	0.9	0.826	8.5	0.910	25.6	ТОО "КМГ Инжиниринг"	137.2
6	36*	04.04.2005	1753	1770	1750	Ю-0-2-6	I - Русло 3	77.0	17.7	17.6	175.3	215.4	1.580	0.633	0.646	22.7	0.3	0.814	10.0	0.945	36.7	Pencor	129.4
7	36*	19.11.2005	1753	1770	1770	Ю-0-2-6	I - Русло 3	77.0	17.7	16.8	156.5	192.3	1.510	0.662	0.658	21.6	0.4	0.814	9.3	0.935	34.2	Pencor	129.4
8	273*	27.05.2021	1744	1754	реком.	Ю-0-2-6	II - Русло 3	81.0	12.5	11.9	115.2	138.3	1.392	0.718	0.700	30.3	0.6	0.833	9.7	1.041	28.2	ТОО "КМГ Инжиниринг"	128.0
Среднее значение по горизонту Ю-0-2:								78.3	16.0	15.4	149.0	182.0	1.494	0.671	0.668	24.9	0.4	0.820	9.7	0.974	33.0		
9	63	01.12.2022	1753	1779.5	1750	Ю-0-2-6	I	77.2	16.4	13.5	114.7	140.5	1.340	0.746	0.697	22.5	0.9	0.816	8.5	0.841	25.4		130
Среднее значение по горизонту Ю-0-2:								75.8	16.4	11.6	99.0	120.7	1.342	0.745	0.690	26.8	0.9	0.821	8.5	0.876	25.5		
10	56*	27.05.2021	1774	1776.5	реком.	Ю-I	II	81.4	7.0	6.5	53.3	64.1	1.184	0.845	0.757	23.9	1.2	0.831	8.2	1.001	15.5	ТОО "КМГ Инжиниринг"	131.7
11	68*	26.11.2022	1779	1786	1300	Ю-I	V	61*	11.0	2.8	33.3	40.8	1.148	0.871	0.750	21.2	1.7	0.818	11.8	1.185	12.9	ТОО "КМГ Инжиниринг"	132.9
12	67	25.11.2022	1844	1846	ркб.	Ю-II	II	79.0	18.8	16.0	164.4	210.2	1.550	0.645	0.630	29.8	0.3	0.782	10.3	0.885	35.5	ТОО "КМГ Инжиниринг"	139.2
13	67	21.07.2024	1844	1846	1800	Ю-II	II	78.1	22.0	14.6	169.9	209.6	1.504	0.665	0.648	42.0	0.4	0.811	11.2	0.850	33.5		
Среднее значение по горизонту Ю- II:								78.5	20.4	15.3	167.2	209.9	1.527	0.655	0.639	35.9	0.3	0.797	10.7	0.868	34.5		
14	35	05.07.2007	1878	1882	1875	Ю-III	II	81.9	16.2	12.0	110.3	137.2	1.290	0.775	0.702	42.1	0.6	0.804	9.2	0.951	22.5	ТОО "КМГ Инжиниринг"	127.8
15	206	17.11.2007	1887	1891	1889	Ю-III	II	82.5	16.0	15.5	158.7	193.3	1.500	0.667	0.673	19.1	0.5	0.821	10.3	0.983	33.3	ТОО "КМГ Инжиниринг"	136.3
16	206	17.11.2007	1887	1891	1889	Ю-III	II	82.5	16.0	15.5	160.1	195.0	1.500	0.667	0.670	20.2	0.5	0.821	10.3	0.970	33.4	ТОО "КМГ Инжиниринг"	136.3
17	38	30.12.2009	1878	1884	1881	Ю-III	II	81.8	15.6	15.1	164.0	199.8	1.524	0.656	0.659	28.7	0.8	0.821	10.9	0.923	34.4	CN	128.4
18	36	31.07.2015	1863	1870	реком.	Ю-III	I	81.0	15.8	14.8	136.7	170.6	1.339	0.747	0.694	20.6	0.8	0.802	9.2	0.783	25.3	ТОО "КМГ Инжиниринг"	129.4
19	50	07.12.2015	1873	1885	1879	Ю-III	I	83.1	15.6	15.0	149.7	182.8	1.434	0.698	0.684	39.9	0.6	0.819	10.0	0.899	30.3	ТОО "КМГ Инжиниринг"	130.9
20	35	01.07.2016	1873	1877.5	1500	Ю-III	II	80.3	15.5	10.7	120.9	147.8	1.378	0.726	0.702	15.6	0.6	0.818	11.3	1.025	27.4	ТОО "КМГ Инжиниринг"	127.8
21	35	01.07.2016	1873	1877.5	1500	Ю-III	II	80.3	15.5	11.3	127.6	156.3	1.410	0.709	0.693	21.3	0.6	0.816	11.3	1.047	29.1	ТОО "КМГ Инжиниринг"	127.8
22	55	23.10.2018	1873	1880	1873	Ю-III	II	81.6	15.1	14.0	138.1	169.5	1.445	0.692	0.677	32.9	0.5	0.815	9.9	0.982	30.8	ТОО "КМГ Инжиниринг"	132.5
23	55	23.10.2018	1873	1880	1873	Ю-III	II	81.6	15.1	14.0	140.6	172.6	1.442	0.693	0.678	34.3	0.5	0.816	9.8	0.956	30.7	ТОО "КМГ Инжиниринг"	132.5
24	57*	11.11.2019	1873	1879.5	1020	Ю-III	II	75.0	14.2	6.8	76.0	93.4	1.250	0.800	0.732	21.8	0.9	0.813	11.2	1.120	20.0	ТОО "КМГ Инжиниринг"	129.3
25	61	29.05.2021	1852	1860	1750	Ю-III	I	79.9	14.0	10.9	88.5	107.0	1.302	0.768	0.706	23.6	0.7	0.814	8.0	0.921	23.2	ТОО "КМГ Инжиниринг"	131.6
26	61*	27.09.2024	1852	1864	ркб.	Ю-III	I	72.0	15.5	15.0	106.4	129.4	1.313	0.762	0.705	25.2	0.6	0.822	7.1	0.861	28.8		131.6
Среднее значение по горизонту Ю- III:								81.5	15.5	13.5	135.9	166.5	1.415	0.707	0.685	27.1	0.6	0.815	10.0	0.949	29.1		

Таблица П.2.3.2 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°C	Вязкость кинематическая при 20°C	Вязкость кинематическая при 50°C	содер. %масс Смог-силикателевых	содер. %масс Асфальтенов	содер. %масс Серы	Температура °C Застывания	Температура °C Вспыши в закрытом тигле	содер. %масс Парафинов	Температура °C Плавления парафина	Кислотное число мгKOH/гр	Фракц. состав нефти Начало кипения °C	Фракц. состав нефти выход до 100°C	Фракц. состав нефти выход до 150°C	Фракц. состав нефти выход до 200°C	Фракц. состав нефти выход до 250°C	Фракц. состав нефти выход до 300°C
1	П-2*	18.10.2020	1610	1618	М-I	II	0.748	1.2	0.8	0.8		0.00	-40.0	0.0			0.3	64.0	7.0	54.5	87.5		
2	76	20.11.23	1689	1693	Ю-0-1	I - Русло 11	0.806	4.7	2.4	8.7	0.5	2.11	-30.0	-25.0	1.2	55.6	0.1	50.0	11.0	22.0	35.0	44.0	55.0
3	45	10.11.19	1722	1725	Ю-0-1	I	0.816	7.8	3.2	8.7	0.5	0.07	6.0	-25.0	4.1	55.6	0.1	60.0	7.0	20.0	31.0	39.0	51.0
Среднее значение по горизонту Ю-0-1							0.811	6.3	2.8	8.7	0.5	1.09	-12.0	-25.0	2.6	55.6	0.1	55.0	9.0	21.0	33.0	41.5	53.0
4	49	02.11.14	1741	1765	Ю-0-2а	II	0.826	14.0	3.5	12.9	отс.	0.04	18.0	-7.0	6.5	55.6	0.0	100.0		9.0	15.0	22.0	33.0
5	3		1757	1767	Ю-0-26	II	0.820	7.9	-	5.6	0.1	0.16	-14.0	-	10.4	-		65.0	3.0	16.0	35.0	46.0	-
6	16		1762	1770	Ю-0-26	II	0.821	7.2	-	3.2	0.6	0.18	-	-	8.7	-		51.0	5.0	14.0	33.0	46.0	52.0
Среднее значение по горизонту Ю-0-2:							0.822	9.7	3.5	7.2	0.3	0.13	2.0	-7.0	8.6	55.6	0.0	72.0	4.0	13.0	27.7	38.0	42.5

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля m	и.п. подошва m	Горизонт	Блок	Плотность при 20°С	Вязкость кинематическая при 20°С	Вязкость кинематическая при 50°С	содер. %массе Смол-сиккативных	содер. %массе Асфальтенов	содер. %массе Серы	Температура °С Застывания	Температура °С Вспышки в закрытом тигле	содер. %массе Парафинов	Температура °С Плавления парафина	Кислотное число мгКОН/гр	Фракц. состав нефти Начало кипения °С	Фракц. состав нефти выход до 100°С	Фракц. состав нефти выход до 150°С	Фракц. состав нефти выход до 200°С	Фракц. состав нефти выход до 250°С	Фракц. состав нефти выход до 300°С
7	273*	24.05.21	1744	1754	Ю-0-26	II - Русло 3	0.833	16.2	5.0	9.9	0.5	0.08	6.0	-23.0	4.4	53.2	0.1	80.0	2.0	8.0	17.0	24.0	35.0
8	56*	27.05.21	1774	1777	Ю-I	II	0.832	14.4	4.7	8.7	0.3	0.07	12.0	-25.0	4.3	54.0	0.0	50.0	6.0	16.0	24.0	30.0	41.0
9	68	26.11.2022	1779	1786	Ю-I	V	0.818	7.8	3.3	11.6	0.1	0.08	-33.0	-7.0	3.3	53.4	0.1	50.0	5.0	17.0	28.0	35.0	45.0
Среднее значение по горизонту Ю-I							0.818	7.8	3.3	11.6	0.1	0.08	-33.0	-7.0	3.3	53.4	0.1	50.0	5.0	17.0	28.0	35.0	45.0
10	67	25.11.2022	1844	1846	Ю-II	II	0.784	2.5	1.5	7.8	0.1	0.01	-42.0	-7.0	3.4	53.4		40.0	15.0	35.0	44.0	51.0	57.0
11	67	21.07.2024	1844	1846	Ю-II	II	0.811	5.3	2.8	8.7	0.1	0.04	-30.0	-25.0	1.4	55.0	0.0	45.0	8.0	18.0	28.0	36.0	47.0
Среднее значение по горизонту Ю-II							0.797	3.9	2.2	8.3	0.1	0.03	-36.0	-16.0	2.4	54.2	0.0	42.5	11.5	26.5	36.0	43.5	52.0
12	35	05.07.07	1878	1882	Ю-III	II	0.804	6.2	2.8	8.1	отс	0.08	-20.0	-7.0	1.3	54.0	0.1	75.0	4.0	19.0	34.0	45.0	59.0
13	35	23.11.07	1878	1882	Ю-III	II	0.806	5.1	2.6	8.1	0.3	0.08	-7.0	-7.0	7.2	55.0	1.0	65.0	5.0	17.0	29.0	39.0	52.0
14	206	17.11.07	1887	1891	Ю-III	II	0.821	8.0	3.7	9.8	0.8	0.08	-12.0	-7.0	6.5	57.0	0.1	65.0	5.0	17.0	27.0	36.0	51.0
15	36	31.07.15	1863	1870	Ю-III	I	0.810	5.8	2.7	9.2	отс	0.09	15.0	-7.0	4.5	52.8	0.1	60.0	6.0	17.0	26.0	33.0	45.0
16	50	07.12.15	1873	1885	Ю-III	I	0.823	9.5	3.7	10.8	отс	0.09	18.0	-19.0	5.1	53.6		65.0	4.0	14.0	24.0	31.0	41.0
17	35	01.07.16	1873	1878	Ю-III	II	0.823	8.5	3.6	11.8	отс.	0.09	-5.0	-9.0	4.6	55.0	0.0	75.0	2.0	11.0	21.0	33.0	47.0
18	55	23.10.18	1873	1880	Ю-III	II	0.815	6.6	3.1	11.1	0.8	0.08	-13.0	-26.0	3.2	54.2	0.1	50.0	8.0	20.0	29.0	38.0	48.0
19	57	11.11.19	1873	1880	Ю-III	II	0.820	3.4	3.4	9.1	0.6	0.08	12.0	-25.0	4.1	55.6	0.0	65.0	5.0	15.0	24.0	31.0	42.0
20	61	24.05.21	1852	1860	Ю-III	I	0.814	7.2	3.0	6.7	0.6	0.07	3.0	-25.0	3.5	53.4	0.1	60.0	4.0	16.0	24.0	31.0	43.0
21	61	27.09.2024	1852	1864	Ю-III	I	0.822	9.2	3.4	6.3	0.2	0.06	3.0	4.5	2.3	54.0	0.1	50.0	6.0	15.0	21.0	31.0	43.0
Среднее значение по горизонту Ю- III:							0.816	7.0	3.2	9.1	0.5	0.08	-0.6	-12.8	4.2	54.5	0.2	63.0	4.9	16.1	25.9	34.8	47.1

Таблица П.2.3.3 – Физико-химические свойства конденсата

№№ скважины	Интервал перфорации м	Горизонт (пласт)	Плотность г/см3	Содержание, (масс %)				Температура, °С		Динамическая вязкость, мПа*с	Фракционный состав						Исполнитель
				Смол силикалевых	асфальтенов	серы	парафина	застывания	вспышки		Н.К.°С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
3	1775-1780	Ю-I	0.756	1.96	0.2	0.14	4.1	-20	-	1.11	45	16.0	63.0	80.0	85.0	91.0	Торгус,ОМП
3	1853-1867	Ю-III	0.716	3.8	0.37	0.13	3.7	-14	-	0.76	42	30.0	72.0	85.0	90.0		
3	1853-1867	Ю-III	0.705	3.6	0.06	0.15	3.9	-20	-	0.42	46	65.0	75.0	83.0			
Среднее значение по горизонту Ю-III:			0.711	3.7	0.22	0.14	3.8	-16.9		0.59	44.0	47.5	73.5	84.0	90.0		

Класс	От	До	Тип газа	
Плотность, кг/м³				
0	<	830,0	Особо легкие	
1	830,1	850,0	Легкие	
2	850,1	870,0	Средние	
3	870,1	895,0	Тяжелые	
4	895,1	-	Битуминозные	
Сера, мас. %				
1	до 0,60		Малосернистая	
2	0,61	1,80	Сернистые	
3	1,81	3,5	Высокосернистая	
4	3,51	-	Особо высокосернистые	
Парафин, мас. %				
1	0	1,5	Малопарафинистая	
2	1,5	6,0	Парафинистая	
3	6,1	10,0	Умеренно	Парафинистая
4	10,1	20,0	Высоко	
5	20,1 -		Сверх	
Смолы				
1	До 5%		Малосмолистые	
2	От 9%	До 15%	Смолистые	
3	От 16%	-	Сильносмолистые	

Таблица П.2.3.4 – Компонентный состав выделившегося газа однократного разгазирования (моль, %)

№п/п	№/№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля м	и.п. подшва м	Горизонт	Блок	Компонент	Углекислый газ (СО2)	Азот+редкие (N2)	метан(С1)	этан(С2)	пропан(С3)	изобутан(i-С4)	н. Бутан(n-С4)	изопентан(i-С5)	н. Пентан(n-С5)	гексаны(С6)	гептаны(С7)	Октаны (С8)	Нонаны (С9)	Деканы (С10)	Сумма	С2+	Коэффициент сухости C1/C2+	Молекулярная масса флюида расчетная	Плотность газа относительная (по воздуху)	Плотность газа, кг/м³	потенциальное содержание С2	потенциальное содержание С3	потенциальное содержание С4
1	П-2*	18.10.2020	1610	1618	М-I	II	мол. %	0.12	12.25	69.27	2.00	1.55	1.99	3.42	2.24	2.59	1.31	3.12	0.11	0.03	0.01	100.0	18.4	3.8	26.8		0.000	24.9	28.4	130.8
2	37	18.02.06	1737	1746	Ю-0-1	I - Русло 13	мол. %	0.23	7.45	48.80	5.87	15.76	6.78	9.85	2.15	2.13	0.71	0.22	0.05	0.01		100.0	43.5	1.1	32.4	1.117	1.346	73.4	289.1	402.1
3	76	20.11.23	1689	1693	Ю-0-1	I - Русло 11	мол. %	0.05	4.03	39.61	15.97	20.82	5.53	9.48	2.26	1.95	0.28	0.01	0.00			100.0	56.3	0.7	33.5	1.167	1.406	199.7	381.9	362.9
Среднее значение по горизонту Ю-0-1 русло:							мол. %	0.14	5.74	44.20	10.92	18.29	6.15	9.67	2.20	2.04	0.50	0.12	0.03	0.01		100.0	49.9	0.9	32.9	1.142	1.376	136.5	335.4	382.5
4	45	10.11.19	1722	1725	Ю-0-1	I	мол. %	0.06	2.00	60.83	12.86	10.58	2.97	6.04	2.04	2.00	0.54	0.08				100.0	37.1	1.6	27.6	0.958	1.154	160.8	194.1	217.8
Среднее значение по горизонту Ю-0-1:							мол. %	0.12	4.49	49.75	11.57	15.72	5.09	8.46	2.15	2.03	0.51	0.11	0.03	0.01		100.0	45.7	1.1	31.2	1.081	1.302	144.6	288.3	327.6
5	49	02.11.14	1741	1765	Ю-0-2-а	II	мол. %	0.01	5.27	64.02	9.37	10.38	1.89	5.14	1.42	1.74	0.48	0.21	0.05			100.0	30.7	2.1	26.2	0.910	1.096	117.2	190.4	170.1
6	36	04.04.05	1753	1770	Ю-0-2-б	I - Русло 3	мол. %	0.05	1.18	60.22	14.31	12.73	2.45	5.11	1.42	1.43	0.73	0.27	0.09	0.02		100.0	38.6	1.6	27.4	0.945	1.138	178.9	233.5	182.8
7	36	19.11.05	1753	1770	Ю-0-2-б	I - Русло 3	мол. %	0.05	1.16	60.69	14.56	12.90	2.43	4.56	1.27	1.27	0.61	0.30	0.15	0.04		100.0	38.1	1.6	27.1	0.935	1.126	182.1	236.6	169.0
8	273	24.05.21	1744	1754	Ю-0-2-б	II - Русло 3	мол. %	0.07	0.43	49.65	19.95	18.37	2.99	5.02	0.85	0.74	0.08	1.85	0.00			100.0	49.9	1.0	29.9	1.041	1.254	249.5	336.9	193.6
Среднее значение по горизонту Ю-0-2б русло:							мол. %	0.06	0.92	56.85	16.27	14.67	2.62	4.90	1.18	1.15	0.47	0.81	0.08	0.03		100.0	42.2	1.3	28.1	0.974	1.173	203.5	269.0	181.8
9	63	01.12.22	1753	1779.5	Ю-0-2-б	I	мол. %	0.01	1.94	69.13	11.06	10.71	1.86	3.33	0.73	0.66	0.24	0.25	0.08			100.0	28.9	2.4	24.2	0.841	1.013	138.3	196.4	125.5
Среднее значение по горизонту Ю-0-2 не русло:							мол. %	0.01	3.61	66.58	10.22	10.55	1.88	4.24	1.08	1.20	0.36	0.23	0.07			100.0	29.8	2.2	25.2	0.876	1.055	127.7	193.4	147.8
Среднее значение по горизонту Ю-0-2:							мол. %	0.04	2.00	60.74	13.85	13.02	2.32	4.63	1.14	1.17	0.43	0.58	0.07	0.03		100.0	37.2	1.6	27.0	1.007	1.213	173.2	238.8	168.2
10	56*	27.05.21	1774	1777	Ю-I	II	мол. %	0.01	0.98	55.43	16.28	15.03	2.89	5.52	1.49	1.58	0.48	0.23	0.01			99.9	43.5	1.3	28.4	1.001	1.206	203.6	275.7	203.5
11	68*	26.11.2022	1779	1786	Ю-I	V	мол. %	0.03	0.58	37.67	19.11	24.31	4.69	9.43	1.95	1.82	0.25	0.11	0.04			100.0	61.7	0.6	34.0	1.185	1.427	239.0	445.9	341.5
Среднее значение по горизонту Ю-I:							мол. %	0.02	0.78	46.55	17.70	19.67	3.79	7.48	1.72	1.70	0.36	0.17	0.02			100.0	52.6	0.9	31.2	1.093	1.317	221.3	360.8	272.5
12	67	25.11.2022	1844	1846	Ю-II	II	мол. %	0.06	1.44	68.72	10.83	7.65	1.73	4.26	2.11	2.51	0.57	0.09	0.04			100.0	29.8	2.3	25.5	0.885	1.066	135.4	140.3	144.7
13	67	21.07.2024	1844	1846	Ю-II	II	мол. %	0.02	0.71	68.94	11.77	10.28	1.98	3.88	1.14	1.25	0.02	0.01	0.00			100.0	30.3	2.3	24.5	0.850	1.024	147.2	188.6	141.7
Среднее значение по горизонту Ю-II:							мол. %	0.04	1.08	68.83	11.30	8.97	1.86	4.07	1.63	1.88	0.29	0.05	0.02			100.0	30.1	2.3	25.0	0.868	1.045	141.3	164.4	143.2
14	35	05.07.07	1878	1882	Ю-III	II	мол. %	0.23	2.09	60.57	14.53	11.26	2.08	5.00	1.26	1.80	0.88	0.24	0.06	-		100.0	37.1	1.6	27.1	0.951	1.146	181.7	206.5	171.2
15	35	23.11.07	1878	1882	Ю-III	II	мол. %	0.21	3.08	81.49	8.66	4.08	0.61	1.06	0.26	0.25	0.20	0.09	0.01			100.0	15.2	5.4	20.0	0.696	0.838	108.3	74.8	40.4
16	35	23.11.07	1878	1882	Ю-III	II	мол. %	0.03	4.27	79.60	9.25	4.58	0.62	1.01	0.23	0.21	0.13	0.06	0.01			100.0	16.1	4.9	20.2	0.703	0.847	115.7	84.0	39.4
17	35	24.11.07	1878	1883	Ю-III	II	мол. %	0.18	3.70	80.53	8.98	4.25	0.61	1.02	0.25	0.24	0.17	0.06	0.01			100.0	15.6	5.2	20.1	0.699	0.842	112.3	78.0	39.4
18	206	17.11.07	1887	1891	Ю-III	II	мол. %	0.09	1.08	57.64	15.55	13.98	2.23	5.28	1.20	1.69	0.92	0.30	0.04			100.0	41.2	1.4	28.0	0.983	1.184	194.4	256.4	181.6
19	206	17.11.07	1887	1891	Ю-III	II	мол. %	0.11	1.13	58.53	15.33	13.84	2.17	5.06	1.08	1.55	0.88	0.28	0.04			100.0	40.2	1.5	27.6	0.970	1.168	191.7	253.9	174.8
20	38	30.12.09	1878	1884	Ю-III	II	мол. %	0.12	1.27	62.80	13.16	11.84	2.28	4.82	1.42	1.46	0.66	0.17				100.0	35.8	1.8	26.6	0.923	1.112	164.6	217.2	171.7
21	36	31.07.15	1863	1870	Ю-III	I	мол. %	0.16	1.26	77.80	7.60	6.62	1.70	2.40	0.98	0.86	0.51	0.16	0.01			100.1	20.8	3.7	22.4	0.783	0.943	95.0	121.4	99.1
22	36	31.07.15	1863	1870	Ю-III	I	мол. %	0.16	1.26	77.77	7.56	6.62	1.70	2.41	0.98	0.86	0.51	0.16	0.01			100.0	20.8	3.7	22.4	0.783	0.943	94.6	121.4	99.2
23	50	07.12.15	1873	1885	Ю-III	I	мол. %	0.22	0.68	65.85	12.62	10.27	2.27	4.42	1.29	1.35	0.76	0.26	0.01			100.0	33.2	2.0	25.9	0.899	1.083	157.8	188.4	161.9
24	35	01.07.16	1873	1878	Ю-III	II	мол. %	0.07	0.59	56.93	13.72	13.04	3.10	6.30	2.11	2.32	1.42	0.40	0.01			100.0	42.4	1.3	29.5	1.025	1.235	171.5	239.2	227.1
25	35	01.07.16	1873	1878	Ю-III	II	мол. %	0.08	0.62	56.30	13.81	13.16	3.10	6.32	2.12	2.46	1.53	0.48	0.01			100.0	43.0	1.3	29.8	1.047	1.261	172.7	241.4	227.9
26	55	23.10.18	1873	1880	Ю-III	II	мол. %	0.17	1.92	55.99	14.96	14.06	3.06	5.92	1.70	1.73	0.41	0.08	0.01			100.0	41.9	1.3	28.4	0.982	1.183	187.1	257.9	217.2
27	55	23.10.18	1873	1880	Ю-III	II	мол. %	0.14	0.88	58.70	14.87	13.37	2.87	5.54	1.59	1.61	0.37	0.07	0.01			100.0	40.3	1.5	27.7	0.956	1.152	185.9	245.2	203.2
28	57	11.11.19	1873	1880	Ю-III	II	мол. %	0.17	0.51	44.87	18.27	18.98	4.12	7.87	2.13	2.13	0.83	0.11	0.01			100.0	54.4	0.8	32.1	1.120	1.349	228.5	348.1	290.1
29	61	24.05.21	1852	1860	Ю-III	I	мол. %	0.25	0.78	63.62	13.56	10.60	2.26	4.64	1.68	1.89	0.58	0.13	0.01			100.0	35.4	1.8	26.5	0.921	1.109	169.6	194.4	166.9
30	61	27.09.2024	1852	1864	Ю-III	I	мол. %	0.21	1.48	68.05	12.02	9.42	1.93	3.89	1.21	1.34	0.35	0.08	0.03			100.0	30.3	2.2	24.8	0.861	1.037	150.3	172.8	140.5
Среднее значение по горизонту:							мол. %	0.15	1.57	65.12	12.61	10.59	2.16	4.29	1.26	1.40	0.65	0.18	0.02			100.0	33.2	2.0	25.8	0.900	1.084	157.7	194.2	156.0

Таблица П.2.3.5 – Компонентный сосав и свойства свободного газа

№№ п/п	№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Давление ,МПапластовое	Пластовая температура, °С	Коэффициент сверхсжимаемости, Z	Поправки		Содержание компонентов, % мол												Относительная плотность
							Поправка на отклонение от закона Бойля - Мариотта	Поправка на температуру	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	i-пентан	n-пентан	Гексан	Азот	Углекислый газ	Сероводород		
1	36Д	М-I	1584-1588	15.5	70.6	0.800	1.250	0.853	77.2	9.2	6.3	1.1	1.7	0.4	0.3	0.2	3.3	0.06		0.739	
2	3	Ю-0 (Ю-0-2-6)	1757-1767	16.8	77.3	0.850	1.176	0.836	88.9	6.0	3.5	0.7	0.4	0.2		-	0.02	0.02	0.02	0.700	
3	3	Ю-0 (Ю-0-2-6)	1757-1767	16.8	77.3	0.850	1.176	0.836	89.4	5.4	3.3	1.2	0.4	0.1		-	0.02	0.01	0.01	0.747	
Среднее значение:				16.8	77.3	0.850	1.176	0.836	89.1	5.7	3.4	1.0	0.4	0.1			0.02	0.02	0.02	0.724	
4	3*	Ю-I	1775-1780	16.9	77.9	0.879	1.137	0.835	99.1	0.3	0.3	0.03	0.03	-	-	-	-	0.01	0.11	0.804	
5	3	Ю-III	1853-1867	17.4	81.0	0.841	1.189	0.828	87.7	7.2	2.4	0.5	0.3	0.1	0.1	0.3	0.9	0.02	0.08	0.746	
6	3	Ю-III	1853-1867	17.4	81.0	0.845	1.183	0.828	87.4	6.9	2.1	0.3	0.2	0.1	0.1	0.3	0.2	1.3	0.14	0.751	
7	3	Ю-III	1853-1867	17.4	81.0	0.807	1.239	0.828	88.8	7.4	1.0	0.4	0.2	0.1	0.1	-	1.0	0.02	0.08	0.728	
8	36	Ю-III	1863-1871	17.5	81.2	0.840	1.190	0.827	80.0	9.1	5.9	0.7		0.3		0.2	2.1	0.12		0.719	
9	36	Ю-III	1863-1871	17.5	81.2	0.840	1.190	0.827	81.2	8.6	5.4	0.6		0.2		0.1	2.3	0.11		0.704	
10	36	Ю-III	1863-1871	17.5	81.2	0.840	1.190	0.827	80.9	8.8	5.5	0.7		0.2		0.1	3.3	0.11		0.707	
Среднее значение:				17.5	81.1	0.836	1.197	0.827	84.3	8.0	3.7	0.5	0.2	0.2	0.1	0.2	1.6	0.3	0.1	0.726	
Рассчитанные составы пластового газа																					
11	3	Ю-III	1853-1867	17.4	81.0	0.820	1.220	0.828	78.3	8.4	4.5	0.7	1.2	4.0			2.4	0.4			
12	3	Ю-III	1853-1867	17.4	81.0	0.820	1.220	0.828	76.6	9.8	6.0	1.3	0.8	3.6			1.6	0.2			
Среднее значение:				17.4	81.0	0.820	1.220	0.828	77.5	9.1	5.3	1.0	1.0	3.8			2.0	0.3			

Класс	от	до	По содержанию C ₂ +высшие (объемный) %
1	0	5	Сухой газ
2	6	15	Тощий газ (полусухой или полужирный)
3	16	25	Жирный газ
4	Более 26	<	Высокожирный газ
По содержанию Углекислого газа (СО ₂), мол.н. %			
1	0	2	Низкоуглекислые
2	2	5	Углекислые
3	6	20	Высокоуглекислые
4	Более 21	<	Аномально углекислые
По содержанию Азота (N ₂) мол.н. %			
1	0-5		Низкоазотные
2	6	15	Азотные
3	Более 16	<	Высокоазотные
По содержанию Н ₂ S, мол.н.%			
1	0	0,01	Безсернистые
2	0,01	0,09	Низкосернистые
3	0,1	0,9	Сернистые
4	Более 1	<	Высокосернистые

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение. 1 вариант

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.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	45	0	0	0	1	2	2	0	16	16	4	11,0	50,6	79,1
2027	0	0	0	45	0	0	0	1	2	2	0	14	14	5	9,3	46,7	61,2
2028	0	0	0	45	0	1	0	0	1	1	0	14	14	5	8,3	48,6	49,6
2029	1	1	0	46	0	0	0	0	0	0	0	15	14	5	7,8	51,8	44,1
2030	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	15	14	5	7,8	57,3	39,1
2031	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	15	14	5	7,1	55,9	36,1
2032	0	0	0	46	1	0	0	0	0	0	0	15	15	5	7,2	59,3	31,8
2033	0	0	0	46	0	0	0	0	1	1	0	14	14	5	8,0	68,5	27,5
2034	0	0	0	46	0	0	0	0	3	2	1	12	12	4	7,8	70,1	23,2
2035	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	7,4	71,2	22,1
2036	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	6,9	70,1	20,8
2037	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	6,4	69,1	19,6
2038	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	5,9	68,1	18,5
2039	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	5,5	67,1	17,5
2040	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	5,1	66,1	16,5
2041	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	4,7	65,2	15,6
2042	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	4,4	64,3	14,7
2043	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	4,1	63,4	13,9
2044	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	3,8	62,5	13,1
2045	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0	12	12	4	3,5	61,6	12,4

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение. 1 вариант

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				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	63,3	2,1	7,1	2170,4	72,5	0,282	292,0	292,0	5185,2	3385,0	78,3	95,3	1702,3	15,780	796,586
2027	47,0	1,6	5,7	2217,3	74,0	0,289	236,8	236,8	5422,0	3621,8	80,2	94,9	1797,1	11,828	808,414
2028	38,1	1,3	4,9	2255,4	75,3	0,294	222,5	222,5	5644,5	3844,3	82,9	86,1	1883,2	9,827	818,241
2029	37,7	1,3	5,1	2293,1	76,6	0,298	249,6	214,0	5894,1	4058,3	84,9	76,5	1959,7	10,167	828,408
2030	39,8	1,3	5,7	2332,9	77,9	0,304	293,1	247,5	6187,3	4305,8	86,4	67,9	2027,6	11,120	839,528
2031	36,3	1,2	5,5	2369,2	79,1	0,308	285,6	240,4	6472,8	4546,2	87,3	62,5	2090,1	10,326	849,854
2032	36,7	1,2	5,9	2405,9	80,3	0,313	302,3	302,3	6775,1	4848,5	87,8	55,2	2145,3	10,617	860,471
2033	36,9	1,2	6,3	2442,9	81,6	0,318	317,6	317,6	7092,7	5166,1	88,4	47,7	2193,0	10,896	871,366
2034	33,4	1,1	6,1	2476,3	82,7	0,322	300,7	300,7	7393,4	5466,8	88,9	36,0	2229,0	10,021	881,387
2035	30,7	1,0	5,9	2507,0	83,7	0,326	293,2	293,2	7686,7	5760,1	89,5	30,7	2259,7	9,227	890,614
2036	28,3	0,9	5,8	2535,3	84,6	0,330	288,9	288,9	7975,6	6049,0	90,2	28,9	2288,6	8,526	899,141
2037	26,2	0,9	5,7	2561,5	85,5	0,333	284,7	284,7	8260,3	6333,7	90,8	27,2	2315,8	7,887	907,027
2038	24,3	0,8	5,6	2585,8	86,3	0,337	280,6	280,6	8540,8	6614,2	91,4	25,7	2341,5	7,302	914,330
2039	22,5	0,8	5,5	2608,3	87,1	0,339	276,5	276,5	8817,3	6890,7	91,9	24,2	2365,7	6,768	921,097
2040	20,9	0,7	5,4	2629,1	87,8	0,342	272,6	272,6	9089,9	7163,3	92,3	22,9	2388,6	6,278	927,375
2041	19,4	0,6	5,3	2648,5	88,4	0,345	268,7	268,7	9358,6	7432,0	92,8	21,6	2410,2	5,829	933,204
2042	18,0	0,6	5,2	2666,5	89,0	0,347	264,9	264,9	9623,5	7696,9	93,2	20,4	2430,6	5,416	938,620
2043	16,7	0,6	5,1	2683,3	89,6	0,349	261,2	261,2	9884,6	7958,1	93,6	19,3	2449,9	5,037	943,658
2044	15,6	0,5	5,0	2698,8	90,1	0,351	257,5	257,5	10142,2	8215,6	93,9	18,2	2468,1	4,689	948,346
2045	14,5	0,5	4,9	2713,4	90,6	0,353	254,0	254,0	10396,2	8469,6	94,3	17,2	2485,3	4,367	952,713

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. Объект I. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовой приемистость одной скважины, М³/сут
									всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	1	1	0	5,0	21,4	0,0
2027	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	1	1	0	3,9	21,9	0,0
2028	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	1	1	0	3,0	22,3	0,0
2029	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	1	1	0	2,3	22,7	0,0
2030	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	1	1	0	1,8	23,2	0,0
2031	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	1	1	0	1,4	23,7	0,0
2032	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	1	1	0	1,1	24,2	0,0
2033	0	2	0	0	0	2,4	0	0	1	1	0	0	0	0	0,8	24,6	0,0
2034	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	2	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица П.4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект I. 1 вариант

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	1,7	3,2	16,8	45,8	84,2	0,127	7,4	114,4	76,5	0,0	0,0	0,174	1,113
2027	1,3	2,4	15,2	47,1	86,6	0,130	7,3	121,7	82,1	0,0	0,0	0,131	1,244
2028	1,0	1,9	13,9	48,1	88,4	0,133	7,5	129,2	86,4	0,0	0,0	0,102	1,345
2029	0,8	1,4	12,5	48,9	89,9	0,135	7,6	136,9	89,7	0,0	0,0	0,079	1,424
2030	0,6	1,1	11,1	49,5	91,0	0,137	7,8	144,7	92,2	0,0	0,0	0,061	1,485
2031	0,5	0,9	9,7	50,0	91,9	0,138	8,0	152,6	94,1	0,0	0,0	0,047	1,532
2032	0,4	0,7	8,3	50,3	92,5	0,139	8,1	160,7	95,5	0,0	0,0	0,037	1,569
2033	0,1	0,1	1,8	50,4	92,7	0,140	2,1	162,8	96,6	0,0	0,0	0,007	1,576
2034	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2035	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2036	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2037	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2038	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2039	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2040	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2041	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2042	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2043	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2044	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576
2045	0,0	-	-	50,4	92,7	0,140	0,0	162,8	-	0,0	0,0	0,000	1,576

Таблица П.4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. Объект II всего. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	29	0	57,6	1	1	1	0	12	12	4	10,1	26,2	79,1
2027	0	0	0	29	0	57,6	1	2	2	0	10	10	5	8,6	24,4	61,2
2028	0	0	0	29	0	57,6	0	1	1	0	9	9	5	7,7	22,8	49,6
2029	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	9	9	5	6,1	20,7	44,1
2030	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	9	9	5	5,2	18,6	39,1
2031	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	9	9	5	4,4	16,9	36,1
2032	0	0	0	29	0	57,6	0	1	1	0	8	8	5	3,8	15,5	31,8
2033	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	8	8	5	3,4	15,3	27,5
2034	0	0	0	29	0	57,6	0	3	2	1	6	6	4	3,2	12,0	23,2
2035	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	3,0	10,9	22,1
2036	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	2,7	10,4	20,8
2037	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	2,4	9,9	19,6
2038	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	2,2	9,4	18,5
2039	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	1,9	8,9	17,5
2040	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	1,7	8,5	16,5
2041	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	1,5	8,1	15,6
2042	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	1,4	7,7	14,7
2043	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	1,2	7,3	13,9
2044	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	1,1	7,0	13,1
2045	0	0	0	29	0	57,6	0	0	0	0	6	6	4	1,0	6,6	12,4

Таблица П.4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II всего. 1 вариант

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				всего	всего		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	43,4	5,1	16,2	624,2	73,6	0,173	112,2	1457,7	61,3	95,3	1672,2	60,0	92,3	10,148	204,291
2027	32,3	3,8	14,4	656,5	77,4	0,181	91,5	1549,1	64,7	94,9	1767,0	60,0	92,0	7,675	211,965
2028	25,0	2,9	13,0	681,4	80,4	0,188	73,9	1623,1	66,2	86,1	1853,1	60,0	92,3	6,089	218,055
2029	18,9	2,2	11,3	700,3	82,6	0,194	63,8	1686,8	70,4	76,5	1929,6	60,0	92,7	4,678	222,732
2030	15,9	1,9	10,8	716,2	84,5	0,198	57,4	1744,2	72,2	67,9	1997,5	60,0	93,1	4,092	226,824
2031	13,6	1,6	10,3	729,8	86,1	0,202	51,9	1796,1	73,8	62,5	2060,0	60,0	93,4	3,597	230,421
2032	10,9	1,3	9,3	740,7	87,4	0,205	44,9	1841,0	75,6	55,2	2115,2	60,0	93,8	2,951	233,372
2033	8,5	1,0	7,9	749,2	88,4	0,207	38,2	1879,2	77,7	47,7	2162,9	60,0	94,2	2,392	235,764
2034	7,1	0,8	7,2	756,4	89,2	0,209	26,7	1905,9	73,3	36,0	2198,9	60,0	94,5	2,124	237,888
2035	6,2	0,7	6,7	762,5	89,9	0,211	22,5	1928,4	72,6	30,7	2229,6	60,0	94,8	1,881	239,769
2036	5,5	0,7	6,5	768,1	90,6	0,212	21,4	1949,8	74,2	28,9	2258,5	60,0	95,0	1,685	241,454
2037	4,9	0,6	6,2	773,0	91,2	0,214	20,3	1970,1	75,7	27,2	2285,7	60,0	95,2	1,510	242,964
2038	4,4	0,5	5,9	777,4	91,7	0,215	19,3	1989,4	77,1	25,7	2311,4	60,0	95,5	1,352	244,316
2039	4,0	0,5	5,6	781,4	92,1	0,216	18,4	2007,8	78,4	24,2	2335,6	60,0	95,7	1,211	245,528
2040	3,6	0,4	5,3	785,0	92,6	0,217	17,5	2025,4	79,7	22,9	2358,5	60,0	95,9	1,085	246,613
2041	3,2	0,4	5,1	788,2	92,9	0,218	16,6	2042,0	80,9	21,6	2380,1	60,0	96,0	0,972	247,585
2042	2,9	0,3	4,8	791,0	93,3	0,219	15,8	2057,8	82,0	20,4	2400,5	60,0	96,2	0,871	248,456
2043	2,6	0,3	4,5	793,6	93,6	0,219	15,1	2072,9	83,0	19,3	2419,8	60,0	96,3	0,780	249,236
2044	2,3	0,3	4,2	795,9	93,9	0,220	14,3	2087,2	84,0	18,2	2438,0	60,0	96,5	0,699	249,935
2045	2,1	0,2	3,9	797,9	94,1	0,221	13,6	2100,9	84,9	17,2	2455,2	60,0	96,6	0,626	250,561

Таблица П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. Объект II русло. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	22,2	74,5	185,1
2027	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	15,6	61,2	147,6
2028	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	11,0	50,5	119,1
2029	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	7,8	41,9	96,9
2030	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	5,5	35,0	79,5
2031	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	3,9	29,4	65,6
2032	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	2,8	24,7	54,6
2033	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	2	1	2,3	30,9	42,4
2034	0	0	0	4	0	0	3	2	1	0	0	0	1,4	18,0	20,6
2035	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица П.4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II русло. 1 вариант

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				всего	всего		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	15,0	4,5	31,6	304,4	90,3	0,335	50,6	779,7	70,3	64,2	1626,5	1,504	125,205
2027	10,5	3,1	32,3	314,9	93,5	0,346	41,4	821,1	74,5	51,2	1677,7	1,055	126,260
2028	7,4	2,2	33,7	322,4	95,7	0,355	34,2	855,3	78,2	41,3	1719,0	0,744	127,004
2029	5,3	1,6	36,0	327,6	97,2	0,360	28,4	883,6	81,5	33,6	1752,6	0,526	127,530
2030	3,7	1,1	39,8	331,4	98,3	0,365	23,7	907,3	84,3	27,6	1780,1	0,373	127,903
2031	2,7	0,8	47,0	334,0	99,1	0,367	19,9	927,2	86,7	22,8	1802,9	0,265	128,168
2032	1,9	0,6	63,3	335,9	99,7	0,370	16,7	944,0	88,7	18,9	1821,8	0,189	128,357
2033	1,0	0,3	91,1	336,9	100,0	0,371	13,3	957,3	92,5	14,7	1836,5	0,100	128,457
2034	0,2	0,1	100,0	337,1	100,0	0,371	3,1	960,4	92,0	3,4	1839,9	0,024	128,482
2035	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2036	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2037	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2038	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2039	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2040	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2041	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2042	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2043	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2044	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482
2045	0,0	-	-	337,1	100,0	0,371	0,0	960,4	-	0,0	1839,9	0,000	128,482

Таблица П.4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. Объект II нерусло. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	27	0	0	1	1	1	0	10	10	3	7,9	17,1	36,3
2027	0	0	0	27	0	0	1	2	2	0	8	8	4	7,1	16,3	36,3
2028	0	0	0	27	0	0	0	1	1	0	7	7	4	6,8	15,5	32,3
2029	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	7	7	4	5,7	14,7	30,9
2030	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	7	7	4	5,1	14,0	29,1
2031	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	7	7	4	4,5	13,3	28,7
2032	0	0	0	27	0	0	0	1	1	0	6	6	4	4,1	12,7	26,1
2033	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	3,7	12,1	23,8
2034	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	3,3	11,5	23,5
2035	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	3,0	10,9	22,1
2036	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	2,7	10,4	20,8
2037	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	2,4	9,9	19,6
2038	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	2,2	9,4	18,5
2039	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	1,9	8,9	17,5
2040	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	1,7	8,5	16,5
2041	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	1,5	8,1	15,6
2042	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	1,4	7,7	14,7
2043	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	1,2	7,3	13,9
2044	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	1,1	7,0	13,1
2045	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	6	6	4	1,0	6,6	12,4

Таблица П.4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект II нерусло. 1 вариант

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				всего	всего		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	28,3	5,5	12,9	319,8	62,6	0,118	61,6	678,0	54,0	31,1	45,7	40,0	5,3	8,644	79,086
2027	21,7	4,2	11,4	341,5	66,8	0,126	50,1	728,1	56,6	43,7	89,4	70,0	9,7	6,620	85,705
2028	17,5	3,4	10,3	359,0	70,3	0,133	39,8	767,8	55,9	44,8	134,1	90,0	13,8	5,345	91,050
2029	13,6	2,7	9,0	372,7	72,9	0,138	35,4	803,2	61,5	42,9	177,1	100,0	17,4	4,152	95,202
2030	12,2	2,4	8,8	384,8	75,3	0,142	33,7	836,9	63,8	40,3	217,4	100,0	20,5	3,719	98,921
2031	10,9	2,1	8,7	395,8	77,5	0,146	32,0	868,9	65,9	39,8	257,2	105,0	23,5	3,332	102,253
2032	9,1	1,8	7,9	404,8	79,2	0,149	28,2	897,1	67,9	36,3	293,4	110,0	26,0	2,762	105,015
2033	7,5	1,5	7,1	412,3	80,7	0,152	24,8	921,9	69,7	33,0	326,5	115,0	28,2	2,292	107,307
2034	6,9	1,3	7,0	419,2	82,0	0,155	23,6	945,6	70,9	32,6	359,0	120,0	30,3	2,100	109,407
2035	6,2	1,2	6,7	425,4	83,2	0,157	22,5	968,0	72,6	30,7	389,7	120,0	32,2	1,881	111,288
2036	5,5	1,1	6,5	430,9	84,3	0,159	21,4	989,4	74,2	28,9	418,6	120,0	33,9	1,685	112,973
2037	4,9	1,0	6,2	435,9	85,3	0,161	20,3	1009,7	75,7	27,2	445,9	120,0	35,5	1,510	114,482
2038	4,4	0,9	5,9	440,3	86,2	0,163	19,3	1029,1	77,1	25,7	471,5	120,0	36,9	1,352	115,835
2039	4,0	0,8	5,6	444,3	86,9	0,164	18,4	1047,5	78,4	24,2	495,8	120,0	38,2	1,211	117,046
2040	3,6	0,7	5,3	447,8	87,6	0,165	17,5	1065,0	79,7	22,9	518,6	120,0	39,4	1,085	118,131
2041	3,2	0,6	5,0	451,0	88,3	0,167	16,6	1081,6	80,9	21,6	540,2	120,0	40,4	0,972	119,103
2042	2,9	0,6	4,8	453,9	88,8	0,168	15,8	1097,5	82,0	20,4	560,6	120,0	41,4	0,871	119,974
2043	2,6	0,5	4,5	456,4	89,3	0,169	15,1	1112,6	83,0	19,3	579,9	120,0	42,4	0,780	120,755
2044	2,3	0,4	4,2	458,7	89,8	0,169	14,3	1126,9	84,0	18,2	598,1	120,0	43,2	0,699	121,454
2045	2,1	0,4	3,9	460,8	90,2	0,170	13,6	1140,5	84,9	17,2	615,3	120,0	44,0	0,626	122,080

Таблица П.4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. Объект III. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	14	0	0	0	0	1	1	0	3	3	0	15,8	150,0	0,0
2027	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	13,6	140,0	0,0
2028	0	0	0	14	0	0	1	0	0	0	0	4	4	0	12,1	140,6	0,0
2029	1	1	0	15	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	12,8	126,8	0,0
2030	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	13,7	134,3	0,0
2031	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	13,1	133,0	0,0
2032	0	0	0	15	1	0	0	0	0	0	0	6	6	0	13,7	133,9	0,0
2033	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	13,7	134,5	0,0
2034	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	12,8	132,9	0,0
2035	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	11,9	131,3	0,0
2036	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	11,1	129,7	0,0
2037	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	10,3	128,2	0,0
2038	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	9,6	126,7	0,0
2039	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	9,0	125,2	0,0
2040	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	8,4	123,7	0,0
2041	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	7,8	122,2	0,0
2042	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	7,3	120,8	0,0
2043	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	6,9	119,3	0,0
2044	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	6,4	117,9	0,0
2045	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	6,0	116,5	0,0

Таблица П.4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект III. 1 вариант

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				всего	всего		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	18,2	0,9	3,0	1499,2	72,0	0,410	172,5	3611,9	89,5	0,0	30,1	5,458	587,019
2027	13,4	0,6	2,3	1512,6	72,7	0,413	138,0	3749,8	90,3	0,0	30,1	4,022	591,041
2028	12,1	0,6	2,1	1524,8	73,2	0,417	141,1	3891,0	91,4	0,0	30,1	3,636	594,677
2029	18,0	0,9	3,2	1542,8	74,1	0,422	178,2	4069,2	89,9	0,0	30,1	5,411	600,088
2030	23,2	1,1	4,3	1566,0	75,2	0,428	228,0	4297,1	89,8	0,0	30,1	6,966	607,054
2031	22,3	1,1	4,3	1588,3	76,3	0,434	225,7	4522,8	90,1	0,0	30,1	6,682	613,737
2032	25,4	1,2	5,2	1613,7	77,5	0,441	249,2	4772,1	89,8	0,0	30,1	7,629	621,365
2033	28,3	1,4	6,0	1642,0	78,9	0,449	277,3	5049,4	89,8	0,0	30,1	8,497	629,862
2034	26,3	1,3	6,0	1668,4	80,1	0,456	274,0	5323,4	90,4	0,0	30,1	7,896	637,759
2035	24,5	1,2	5,9	1692,8	81,3	0,463	270,8	5594,2	91,0	0,0	30,1	7,346	645,105
2036	22,8	1,1	5,9	1715,7	82,4	0,469	267,5	5861,7	91,5	0,0	30,1	6,841	651,946
2037	21,3	1,0	5,8	1736,9	83,4	0,475	264,4	6126,1	92,0	0,0	30,1	6,377	658,324
2038	19,8	1,0	5,7	1756,7	84,4	0,480	261,2	6387,3	92,4	0,0	30,1	5,950	664,274
2039	18,5	0,9	5,7	1775,3	85,3	0,485	258,1	6645,4	92,8	0,0	30,1	5,556	669,830
2040	17,3	0,8	5,6	1792,6	86,1	0,490	255,1	6900,5	93,2	0,0	30,1	5,193	675,022
2041	16,2	0,8	5,6	1808,8	86,9	0,494	252,0	7152,5	93,6	0,0	30,1	4,857	679,879
2042	15,2	0,7	5,5	1823,9	87,6	0,498	249,1	7401,6	93,9	0,0	30,1	4,545	684,424
2043	14,2	0,7	5,5	1838,1	88,3	0,502	246,1	7647,7	94,2	0,0	30,1	4,257	688,682
2044	13,3	0,6	5,5	1851,4	88,9	0,506	243,2	7890,9	94,5	0,0	30,1	3,990	692,671
2045	12,5	0,6	5,4	1863,9	89,5	0,509	240,4	8131,2	94,8	0,0	30,1	3,741	696,412

Таблица П.4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин. Объект IV. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизми- рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2045	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица П.4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Объект IV. 1 вариант

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				всего	всего		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2027	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2028	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2029	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2030	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2031	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2032	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2033	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2034	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2035	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2036	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2037	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2038	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2039	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2040	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2041	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2042	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2043	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2044	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164
2045	0,0	-	-	1,1	10,4	0,025	0,0	1,2	-	0,0	0,0	0,000	4,164

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения, 1 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)											
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	460 031				460 031					
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	0				-					
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	29 145	14 573	14 573	-	-					
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	16 889	-	-	-	-	-	-	16 889	-	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	17 610	-	-	17 610	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	523 676	14 573	14 573	17 610	460 031	-	-	16 889	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	603 401	14 573	15 301	19 416	532 544	-	-	21 567,90	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО											
Обустройство промысла											
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	65 000	-	-	-	65 000	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг	109 140	54 570	54 570	-	-	-	-	-	-	-
Пир на бурение	тыс.тг	10 853	-	-	-	10 853	-	-	-	-	-
Обустройство скважин предыдущих лет	тыс.тг	64 758	64 758		-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	249 751	119 328	54 570	-	75 853	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	264 435	119 328	57 299	-	87 809	-	-	-		-
ВСЕГО	тыс.тг	773 426	133 901	69 143	17 610	535 884	-	-	16 889	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	867 836	133 901	72 600	19 416	620 352	-	-	21 567,90	-	-

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность, 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДС (с выручки)	тыс.тг	10 533 546,56	935 449,39	677 310,35	574 043,92	594 586,96	626 509,41	586 973,40	608 884,48	627 338,31	583 010,34	547 726,40
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	735 891,71	27 692,35	29 721,41	32 309,08	35 710,04	37 495,54	38 432,93	39 393,75	38 359,67	33 110,45	33 938,21
Налог на имущество	тыс.тг	734 236,03	106 564,96	90 704,42	77 030,15	69 215,14	62 632,92	53 189,00	45 358,21	38 733,51	32 980,37	28 096,21
Прочие налоги	тыс.тг	22 064,39	1 089,30	1 089,25	1 089,25	1 089,30	1 089,30	1 089,30	1 089,30	1 089,25	1 089,08	1 089,08
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 957 946,97	329 971,16	239 468,73	196 949,70	193 338,24	205 657,14	192 591,70	199 689,37	205 614,78	191 003,98	179 419,00
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 263 296,42	412 953,81	299 691,42	246 479,51	241 959,82	257 376,74	235 146,87	237 866,19	238 950,66	234 603,54	214 999,13
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	4 029 112,59	528 443,45	382 181,17	318 554,32	285 342,46	301 876,15	247 360,65	183 197,67	188 633,73	175 229,58	164 601,37
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	8 992,43	514,23	471,26	448,47	489,24	540,00	514,02	541,68	569,83	537,15	506,99
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	7 383 458,12	940 663,18	628 803,38	505 462,27	517 940,11	544 341,36	525 344,65	567 683,51	595 222,41	553 081,64	517 301,13
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	3 593 456,70	537 032,62	206 887,11	129 089,30	161 341,37	235 038,16	279 190,69	407 921,11	507 806,35	492 007,69	473 947,67
Общие поступления Государству	тыс.тг	14 954 626,29	1 949 475,68	1 201 707,78	933 368,11	911 838,76	1 019 537,90	985 886,41	1 073 856,32	1 187 641,88	1 130 633,14	1 066 172,38
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	4 286 513,49	243 272,48	202 690,48	180 892,50	286 179,86	203 958,99	185 845,65	195 717,19	197 312,89	186 746,14	176 633,21
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-6 247 033,08	-692 176,91	-474 619,87	-393 151,42	-308 407,10	-422 550,42	-401 127,75	-413 167,29	-430 025,42	-396 264,20	-371 093,19
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	25 488 172,86	2 884 925,06	1 879 018,13	1 507 412,02	1 506 425,72	1 646 047,31	1 572 859,81	1 682 740,80	1 814 980,19	1 713 643,48	1 613 898,78

Продолжение П.4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
НДС (с выручки)	тыс.тг	518 828,77	491 955,09	466 932,76	443 605,43	421 831,46	401 482,39	382 441,72	364 603,69	347 872,24	332 160,05
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	34 786,66	35 656,33	36 547,74	37 461,43	38 397,97	39 357,92	40 341,87	41 350,41	42 384,17	43 443,78
Налог на имущество	тыс.тг	23 945,39	20 415,05	17 410,64	14 852,62	12 673,86	10 817,54	9 235,53	7 886,95	6 737,10	5 756,48
Прочие налоги	тыс.тг	1 089,08	1 089,08	1 089,08	1 089,08	1 128,77	1 131,55	1 134,39	1 137,31	1 140,30	1 143,37
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	216 304,46	205 101,20	194 669,72	184 944,84	175 867,51	167 384,19	182 224,36	173 725,46	165 753,76	158 267,68
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	198 689,33	197 942,06	183 292,38	169 888,65	168 867,91	156 802,18	155 437,92	144 573,99	134 575,57	133 198,74
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	155 917,60	147 842,01	140 322,74	133 312,81	126 769,65	120 654,66	114 932,84	109 572,40	104 544,48	99 822,85
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	480,20	455,28	432,08	410,45	390,27	371,41	353,76	337,23	321,72	307,16
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	319 809,72	272 948,26	234 827,12	199 615,10	162 311,12	128 727,13	89 851,46	50 731,20	28 793,37	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	79 479,95	48 911,22	25 407,58	9 395,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	579 485,05	507 912,12	438 310,72	380 390,95	339 426,75	300 486,62	289 710,88	245 317,75	218 999,90	194 467,20
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	215 498,81	218 078,72	218 825,24	218 832,74	220 151,68	221 741,08	223 569,02	232 177,19	227 993,07	230 396,54
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-303 329,96	-273 876,37	-248 107,51	-224 772,69	-201 679,78	-179 741,31	-158 872,70	-132 426,50	-119 879,17	-101 763,50
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	1 098 313,82	999 867,22	905 243,47	823 996,38	761 258,21	701 969,01	672 152,61	609 921,44	566 872,13	526 627,25

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход, 1 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефть	тыс.тонн	606,317	63,311	46,971	38,102	37,696	39,755	36,321	36,741	36,909	33,450	30,655
Товарный газ	млн. м3	143,198	13,144	9,853	8,186	8,469	9,263	8,602	8,844	9,076	8,347	7,686
СУГ	тыс. тонн	15,747	1,445	1,083	0,900	0,931	1,019	0,946	0,973	0,998	0,918	0,845
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	121,041	12,745	9,250	7,607	7,468	7,944	7,258	7,342	7,375	6,684	6,125
на внутренний рынок	тыс. тонн	484,052	50,439	37,627	30,418	30,153	31,731	28,990	29,325	29,459	26,698	24,467
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	143,198	13,144	9,853	8,186	8,469	9,263	8,602	8,844	9,076	8,347	7,686
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	15,747	1,445	1,083	0,900	0,931	1,019	0,946	0,973	0,998	0,918	0,845
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	250 693,7	214 449,3	214 449,3	214 449,3	214 449,3	214 449,3	219 810,5	225 305,8	230 938,4	236 711,9	242 629,7
на внутренний рынок	тг/тонн	139 225,1	113 875,0	110 000,0	115 000,0	120 000,0	120 000,0	123 000,0	126 075,0	129 226,9	132 457,5	135 769,0
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	1 319,8	764,2	880,7	968,7	1 065,6	1 172,2	1 201,5	1 231,5	1 262,3	1 293,8	1 326,2
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	108 884,2	64 201,2	78 982,0	90 829,0	95 370,5	95 370,5	97 754,7	100 198,6	102 703,5	105 271,1	107 902,9
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	28 993 777,466	2 733 261,094	1 983 599,286	1 631 399,982	1 601 485,062	1 703 526,676	1 595 301,248	1 654 093,587	1 703 175,768	1 582 149,632	1 486 187,375
на внутренний рынок	тг тыс	64 036 179,034	5 743 712,130	4 138 938,056	3 498 081,214	3 618 320,810	3 807 682,869	3 565 779,931	3 697 191,188	3 806 898,529	3 536 383,748	3 321 891,162
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	177 807,363	10 044,986	8 676,647	7 929,811	9 024,678	10 857,116	10 334,658	10 890,879	11 456,761	10 799,810	10 193,418
СУГ												
на внутренний рынок	тг тыс	1 620 679,633	92 801,557	85 574,992	81 763,457	88 823,022	97 143,845	92 469,158	97 445,932	102 509,150	96 631,094	91 205,418
Итоговый производственный доход	тг тыс	94 828 443,496	8 579 819,768	6 216 788,981	5 219 174,463	5 317 653,573	5 619 210,506	5 263 884,995	5 459 621,586	5 624 040,208	5 225 964,284	4 909 477,373

Продолжение П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Нефть	тыс.тонн	28,329	26,207	24,267	22,493	20,867	19,376	18,007	16,748	15,590	14,523
Товарный газ	млн. м3	7,102	6,570	6,083	5,637	5,229	4,855	4,512	4,196	3,906	3,638
СУГ	тыс. тонн	0,781	0,722	0,669	0,620	0,575	0,534	0,496	0,461	0,429	0,400
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	5,661	5,237	4,849	4,494	4,170	3,872	3,598	3,347	3,115	2,902
на внутренний рынок	тыс. тонн	22,611	20,917	19,369	17,953	16,655	15,465	14,372	13,368	12,443	11,592
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	7,102	6,570	6,083	5,637	5,229	4,855	4,512	4,196	3,906	3,638
СУГ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,781	0,722	0,669	0,620	0,575	0,534	0,496	0,461	0,429	0,400
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн	248 695,5	254 912,8	261 285,7	267 817,8	274 513,2	281 376,1	288 410,5	295 620,7	303 011,3	310 586,5
на внутренний рынок	тг/тонн	139 163,2	142 642,3	146 208,3	149 863,6	153 610,1	157 450,4	161 386,7	165 421,3	169 556,9	173 795,8
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	1 359,3	1 393,3	1 428,2	1 463,9	1 500,5	1 538,0	1 576,4	1 615,8	1 656,2	1 697,6
СУГ											
на внутренний рынок	тг/тонн	110 600,5	113 365,5	116 199,6	119 104,6	122 082,2	125 134,3	128 262,7	131 469,2	134 755,9	138 124,8
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг тыс	1 407 781,519	1 334 866,976	1 266 975,411	1 203 682,666	1 144 604,395	1 089 392,129	1 037 729,745	989 330,296	943 933,158	901 301,460
на внутренний рынок	тг тыс	3 146 640,231	2 983 663,356	2 831 913,720	2 690 443,263	2 558 392,897	2 434 983,734	2 319 509,185	2 211 327,873	2 109 857,255	2 014 567,884

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг тыс	9 654,662	9 153,672	8 687,226	8 252,410	7 846,580	7 467,339	7 112,513	6 780,129	6 468,393	6 175,676
СУГ											
на внутренний рынок	тг тыс	86 384,907	81 902,304	77 728,795	73 838,285	70 207,125	66 813,874	63 639,076	60 665,072	57 875,823	55 256,748
Итоговый производственный доход	тг тыс	4 650 461,320	4 409 586,307	4 185 305,152	3 976 216,624	3 781 050,998	3 598 657,075	3 427 990,518	3 268 103,370	3 118 134,628	2 977 301,768

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	6 201 189	332 859	269 775	246 820	275 546	325 022	315 880	336 842	357 284	341 119	331 849
Затраты на химреагенты	тыс.тг	3 047 653	142 660	146 375	147 412	149 621	152 736	152 704	152 305	151 666	147 339	146 965
Общепромысловые расходы	тыс.тг	1 195 126	49 263	49 140	51 597	57 028	59 880	61 377	62 911	61 260	52 877	54 199
Транспортные расходы	тыс.тг	1 260 543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	1 311 215	54 048	53 913	56 609	62 568	65 696	67 338	69 022	67 210	58 013	59 463
Ликвидация скважин	тыс.тг	128 672	24 424	25 645	13 464	0	0	0	0	15 985	49 154	0
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	205 982	8 585	8 564	8 992	9 939	10 436	10 697	10 964	10 676	9 215	9 446
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	102 994	4 293	4 282	4 496	4 969	5 218	5 348	5 482	5 338	4 608	4 723
Проекты отвода земель	тыс.тг	13 503	563	561	589	652	684	701	719	700	604	619
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	2 433 094	101 413	101 159	106 217	117 398	123 268	126 350	129 508	126 109	108 852	111 573
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	52 899	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обслуживание насосов	тыс.тг	83 190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обслуживание УПГ	тыс.тг	974 434	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	127 839	5 328	5 315	5 581	6 168	6 477	6 639	6 805	6 626	5 719	5 862
Содержание автодорог	тыс.тг	542 766	22 623	22 566	23 695	26 189	27 498	28 186	28 890	28 132	24 282	24 889
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	246 786	10 286	10 260	10 773	11 908	12 503	12 815	13 136	12 791	11 041	11 317
Материалы	тыс.тг	31 261	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	377 072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы по страхованию	тыс.тг	186 689	7 781	7 762	8 150	9 008	9 458	9 695	9 937	9 676	8 352	8 561
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	4 837 719	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на обучение	тыс.тг	228 343	7 262	7 709	7 129	6 957	12 545	7 894	7 880	8 382	8 438	8 128
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	23 588 965,73	771 389,67	713 028,03	691 523,96	737 949,89	811 420,51	805 624,31	834 401,10	861 834,30	829 613,28	777 593,58
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	759 717,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налог на имущество	тыс.тг	734 236,03	106 564,96	90 704,42	77 030,15	69 215,14	62 632,92	53 189,00	45 358,21	38 733,51	32 980,37	28 096,21
Земельный налог	тыс.тг	20 335,34	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	19,80	1,13	1,08	1,08	1,13	1,13	1,13	1,13	1,08	0,91	0,91
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 709,25	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40	71,40
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	4 029 112,59	528 443,45	382 181,17	318 554,32	285 342,46	301 876,15	247 360,65	183 197,67	188 633,73	175 229,58	164 601,37
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	8 992,43	514,23	471,26	448,47	489,24	540,00	514,02	541,68	569,83	537,15	506,99
Расходы на НИОКР	тыс.тг	233 915,88	12 835,34	7 709,19	7 128,58	6 956,61	12 545,29	7 894,17	7 880,35	8 381,52	8 437,77	8 128,23
Итого производственных затрат	тыс.тг	29 377 004,55	1 420 836,95	1 195 183,32	1 095 774,71	1 101 042,64	1 190 104,17	1 115 671,45	1 072 468,32	1 099 242,13	1 047 887,23	980 015,46
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	4 553 586,05	503 507,61	374 905,93	309 008,79	308 969,05	330 661,99	224 898,00	233 186,27	240 105,64	223 043,95	209 515,64
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 957 946,97	329 971,16	239 468,73	196 949,70	193 338,24	205 657,14	192 591,70	199 689,37	205 614,78	191 003,98	179 419,00
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	4 263 296,42	412 953,81	299 691,42	246 479,51	241 959,82	257 376,74	235 146,87	237 866,19	238 950,66	234 603,54	214 999,13
Итого расходы по реализации	тыс.тг	12 774 829,44	1 246 432,58	914 066,08	752 437,99	744 267,11	793 695,87	652 636,57	670 741,82	684 671,08	648 651,47	603 933,78
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	8 166 834,71	336 866,60	338 122,72	356 130,46	393 617,88	413 298,77	423 631,24	434 222,02	422 823,69	364 963,61	374 087,70
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	5 046 818,79	210 354,58	209 828,69	220 320,13	243 511,72	255 687,30	262 079,49	268 631,47	261 579,90	225 784,75	231 429,37
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	735 891,71	27 692,35	29 721,41	32 309,08	35 710,04	37 495,54	38 432,93	39 393,75	38 359,67	33 110,45	33 938,21
Другие административные расходы	тыс.тг	2 384 124,21	98 819,67	98 572,62	103 501,25	114 396,12	120 115,93	123 118,83	126 196,80	122 884,13	106 068,41	108 720,12
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	1 079 965,23	105 260,79	73 602,89	60 133,01	58 811,49	68 092,24	58 048,21	58 464,67	59 195,48	54 533,86	50 390,30
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	829 170,12	86 580,73	64 234,83	52 105,96	51 550,54	54 367,04	49 671,30	50 245,72	50 474,80	45 744,49	41 921,90
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	250 795,11	18 680,06	9 368,06	8 027,05	7 260,95	13 725,20	8 376,91	8 218,95	8 720,68	8 789,37	8 468,40
Итого не производственные затраты	тыс.тг	22 021 629,38	1 688 559,97	1 325 791,69	1 168 701,46	1 196 696,48	1 275 086,88	1 134 316,03	1 163 428,51	1 166 690,26	1 068 148,94	1 028 411,78
Итого затраты	тыс.тг	51 398 633,93	3 109 396,93	2 520 975,01	2 264 476,17	2 297 739,12	2 465 191,05	2 249 987,47	2 235 896,84	2 265 932,39	2 116 036,17	2 008 427,24
Доходы (убытки)												

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Производственный доход	тыс.тг	94 828 443,50	8 579 819,77	6 216 788,98	5 219 174,46	5 317 653,57	5 619 210,51	5 263 884,99	5 459 621,59	5 624 040,21	5 225 964,28	4 909 477,37
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	51 398 633,93	3 109 396,93	2 520 975,01	2 264 476,17	2 297 739,12	2 465 191,05	2 249 987,47	2 235 896,84	2 265 932,39	2 116 036,17	2 008 427,24
Операционный доход	тыс.тг	43 429 809,57	5 470 422,84	3 695 813,98	2 954 698,29	3 019 914,46	3 154 019,45	3 013 897,52	3 223 724,75	3 358 107,82	3 109 928,12	2 901 050,13
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	6 520 974,68	767 106,95	551 797,09	427 386,96	430 213,89	432 312,67	387 174,25	385 307,18	381 995,75	344 519,91	314 544,49
Балансовая прибыль	тыс.тг	36 908 834,89	4 703 315,89	3 144 016,88	2 527 311,33	2 589 700,57	2 721 706,78	2 626 723,27	2 838 417,57	2 976 112,07	2 765 408,21	2 586 505,64
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	8 188 129,29	1 273 170,06	1 048 068,67	867 183,17	814 585,83	683 396,11	575 793,21	489 880,18	414 979,79	352 106,06	299 115,92
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	35 241 680,28	4 197 252,78	2 647 745,30	2 087 515,12	2 205 328,63	2 470 623,34	2 438 104,31	2 733 844,56	2 943 128,03	2 757 822,06	2 601 934,21
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	35 241 680,28	4 197 252,78	2 647 745,30	2 087 515,12	2 205 328,63	2 470 623,34	2 438 104,31	2 733 844,56	2 943 128,03	2 757 822,06	2 601 934,21
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	7 383 458,12	940 663,18	628 803,38	505 462,27	517 940,11	544 341,36	525 344,65	567 683,51	595 222,41	553 081,64	517 301,13
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	29 525 376,77	3 762 652,71	2 515 213,51	2 021 849,06	2 071 760,46	2 177 365,43	2 101 378,61	2 270 734,06	2 380 889,66	2 212 326,57	2 069 204,51
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	3 593 456,70	537 032,62	206 887,11	129 089,30	161 341,37	235 038,16	279 190,69	407 921,11	507 806,35	492 007,69	473 947,67
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	25 931 920,07	3 225 620,09	2 308 326,40	1 892 759,76	1 910 419,08	1 942 327,27	1 822 187,93	1 862 812,94	1 873 083,30	1 720 318,88	1 595 256,84

Продолжение П.4.2.2

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	325 771	320 284	315 342	310 902	306 927	303 380	300 231	297 450	295 013	292 894
Затраты на химреагенты	тыс.тг	148 877	150 925	153 105	149 058	151 810	154 669	157 635	160 710	163 893	167 188
Общепромысловые расходы	тыс.тг	55 554	56 942	58 366	59 825	61 321	62 854	64 425	79 243	67 687	69 379
Транспортные расходы	тыс.тг	112 514	115 327	118 211	121 166	124 195	127 300	130 482	133 744	137 088	140 515
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	60 950	62 474	64 035	65 636	67 277	68 959	70 683	86 940	74 261	76 118
Ликвидация скважин	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	9 682	9 924	10 172	10 426	10 687	10 954	11 228	11 509	11 796	12 091
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	4 841	4 962	5 086	5 213	5 344	5 477	5 614	5 754	5 898	6 046
Проекты отвода земель	тыс.тг	635	651	667	683	701	718	736	754	773	793
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	114 362	117 222	120 152	123 156	126 235	129 391	132 625	135 941	139 340	142 823
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	4 722	4 840	4 961	5 085	5 212	5 342	5 476	5 613	5 753	5 897
Обслуживание насосов	тыс.тг	7 425	7 611	7 801	7 996	8 196	8 401	8 611	8 826	9 047	9 273
Обслуживание УПГ	тыс.тг	86 977	89 151	91 380	93 664	96 006	98 406	100 866	103 388	105 973	108 622
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	6 009	6 159	6 313	6 471	6 633	6 798	6 968	7 143	7 321	7 504
Содержание автодорог	тыс.тг	25 512	26 149	26 803	27 473	28 160	28 864	29 586	30 325	31 083	31 860
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	11 600	11 890	12 187	12 492	12 804	13 124	13 452	13 788	14 133	14 486
Материалы	тыс.тг	3 888	3 686	3 499	3 324	3 161	3 009	2 866	2 732	2 607	2 489
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	33 657	34 498	35 361	36 245	37 151	38 080	39 032	40 008	41 008	42 033
Расходы по страхованию	тыс.тг	8 775	8 994	9 219	9 450	9 686	9 928	10 176	10 431	10 691	10 959
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	431 809	442 604	453 669	465 011	476 636	488 552	500 766	513 285	526 117	539 270
Затраты на обучение	тыс.тг	7 609	14 448	14 653	14 871	15 038	15 285	15 543	15 813	16 372	16 388
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	1 461 166,82	1 488 740,91	1 510 982,05	1 528 148,24	1 553 178,08	1 579 489,90	1 607 001,17	1 663 397,10	1 665 854,46	1 696 628,36
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	67 811,44	69 506,73	71 244,40	73 025,51	74 851,14	76 722,42	78 640,48	80 606,50	82 621,66	84 687,20
Налог на имущество	тыс.тг	23 945,39	20 415,05	17 410,64	14 852,62	12 673,86	10 817,54	9 235,53	7 886,95	6 737,10	5 756,48
Земельный налог	тыс.тг	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77	1 016,77
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	71,40	71,40	71,40	71,40	111,10	113,87	116,72	119,64	122,63	125,69
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	155 917,60	147 842,01	140 322,74	133 312,81	126 769,65	120 654,66	114 932,84	109 572,40	104 544,48	99 822,85
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	480,20	455,28	432,08	410,45	390,27	371,41	353,76	337,23	321,72	307,16
Расходы на НИОКР	тыс.тг	7 609,04	14 447,83	14 652,99	14 871,10	15 038,28	15 284,54	15 542,77	15 812,82	16 371,54	16 387,92
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 718 019,57	1 742 496,88	1 756 133,98	1 765 709,81	1 784 030,05	1 804 472,03	1 826 840,95	1 878 750,31	1 877 591,26	1 904 733,33
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	198 462,36	188 183,21	178 612,18	169 689,47	161 360,90	153 577,33	146 294,22	139 471,09	133 071,22	127 061,20
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	216 304,46	205 101,20	194 669,72	184 944,84	175 867,51	167 384,19	182 224,36	173 725,46	165 753,76	158 267,68
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	198 689,33	197 942,06	183 292,38	169 888,65	168 867,91	156 802,18	155 437,92	144 573,99	134 575,57	133 198,74
Итого расходы по реализации	тыс.тг	613 456,14	591 226,47	556 574,28	524 522,96	506 096,32	477 763,70	483 956,49	457 770,54	433 400,55	418 527,63
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	383 439,89	393 025,89	402 851,54	412 922,83	423 245,90	433 827,04	444 672,72	469 036,03	467 184,28	478 863,88
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	237 215,11	243 145,48	249 224,12	255 454,72	261 841,09	268 387,12	275 096,80	281 974,22	289 023,57	296 249,16
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	34 786,66	35 656,33	36 547,74	37 461,43	38 397,97	39 357,92	40 341,87	41 350,41	42 384,17	43 443,78

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Другие административные расходы	тыс.тг	111 438,12	114 224,08	117 079,68	120 006,67	123 006,84	126 082,01	129 234,06	145 711,40	135 776,53	139 170,94
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	46 683,61	50 606,32	48 366,25	46 167,98	44 120,96	42 335,72	40 731,60	39 290,84	38 276,29	36 852,71
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	38 741,71	35 839,15	33 186,69	30 759,83	28 536,68	26 497,72	24 625,47	22 904,34	21 320,33	19 860,90
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	7 941,90	14 767,18	15 179,56	15 408,15	15 584,27	15 838,01	16 106,12	16 386,50	16 955,96	16 991,82
Итого не производственные затраты	тыс.тг	1 043 579,65	1 034 858,69	1 007 792,07	983 613,77	973 463,17	953 926,47	969 360,81	966 097,41	938 861,12	934 244,23
Итого затраты	тыс.тг	2 761 599,22	2 777 355,57	2 763 926,05	2 749 323,57	2 757 493,22	2 758 398,50	2 796 201,76	2 844 847,71	2 816 452,38	2 838 977,55
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	4 650 461,32	4 409 586,31	4 185 305,15	3 976 216,62	3 781 051,00	3 598 657,07	3 427 990,52	3 268 103,37	3 118 134,63	2 977 301,77
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	2 761 599,22	2 777 355,57	2 763 926,05	2 749 323,57	2 757 493,22	2 758 398,50	2 796 201,76	2 844 847,71	2 816 452,38	2 838 977,55
Операционный доход	тыс.тг	1 888 862,10	1 632 230,74	1 421 379,10	1 226 893,05	1 023 557,77	840 258,58	631 788,76	423 255,66	301 682,25	138 324,22
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	289 813,51	267 489,43	247 243,50	228 817,55	212 002,15	196 622,91	182 531,47	169 599,66	157 715,42	146 779,94
Балансовая прибыль	тыс.тг	1 599 048,58	1 364 741,31	1 174 135,60	998 075,50	811 555,62	643 635,67	449 257,29	253 656,00	143 966,83	-8 455,72
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	254 325,64	216 386,55	184 201,55	156 867,53	133 634,30	113 874,56	97 061,15	82 749,53	70 563,82	60 185,65
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	1 634 536,45	1 415 844,19	1 237 177,56	1 070 025,52	889 923,47	726 384,02	534 727,61	340 506,13	231 118,43	78 138,56
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	1 634 536,45	1 415 844,19	1 237 177,56	1 070 025,52	889 923,47	726 384,02	534 727,61	340 506,13	231 118,43	78 138,56
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	319 809,72	272 948,26	234 827,12	199 615,10	162 311,12	128 727,13	89 851,46	50 731,20	28 793,37	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	1 279 238,87	1 091 793,05	939 308,48	798 460,40	649 244,50	514 908,54	359 405,84	202 924,80	115 173,46	-8 455,72
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	79 479,95	48 911,22	25 407,58	9 395,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 199 758,92	1 042 881,84	913 900,91	789 064,52	649 244,50	514 908,54	359 405,84	202 924,80	115 173,46	-8 455,72

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	94 828 443,50	8 579 819,77	6216788,98	5219174,46	5317653,57	5619210,51	5263884,99	5459621,59	5624040,21	5225964,28	4909477,37
Итого приток средств	тыс.тг	94 828 443,50	8579819,77	6216788,98	5219174,46	5317653,57	5619210,51	5263884,99	5459621,59	5624040,21	5225964,28	4909477,37
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	51 398 633,93	3 109 396,93	2520975,01	2264476,17	2297739,12	2465191,05	2249987,47	2235896,84	2265932,39	2116036,17	2008427,24
прямые затраты	тыс.тг	23 588 965,73	771389,67	713028,03	691523,96	737949,89	811420,51	805624,31	834401,10	861834,30	829613,28	777593,58
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	5 788 038,81	649447,28	482155,28	404250,75	363092,75	378683,66	310047,14	238067,22	237407,83	218273,95	202421,88
расходы периода	тыс.тг	22 021 629,38	1688559,97	1325791,69	1168701,46	1196696,48	1275086,88	1134316,03	1163428,51	1166690,26	1068148,94	1028411,78
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	867 836,26	133900,68	72599,72	19415,52	620352,44	0,00	0,00	21567,90	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	7 383 458,12	940663,18	628803,38	505462,27	517940,11	544341,36	525344,65	567683,51	595222,41	553081,64	517301,13
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	3 593 456,70	537032,62	206887,11	129089,30	161341,37	235038,16	279190,69	407921,11	507806,35	492007,69	473947,67
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	63 243 385,00	4720993,40	3429265,21	2918443,26	3597373,05	3244570,57	3054522,82	3233069,37	3368961,16	3161125,50	2999676,04
Поток денежной наличности	тыс.тг	31 585 058,49	3 858 826,37	2 787 523,77	2 300 731,21	1 720 280,53	2 374 639,94	2 209 362,18	2 226 552,22	2 255 079,05	2064838,79	1909801,33
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	18 504 136,92	3858826,37	2514680,90	1872382,13	1262967,52	1572732,92	1320044,06	1200103,49	1096508,21	905733,79	755730,44
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	16 003 738,20	3858826,37	2423933,72	1739683,33	1131112,37	1357708,09	1098443,48	962599,97	847767,74	674999,46	542884,73
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	13 849 707,31	3858826,37	2322936,48	1597730,00	995532,71	1145177,44	887893,11	745667,83	629351,18	480215,51	370132,29
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	31 585 058,49	3858826,37	6646350,14	8947081,35	10667361,87	13042001,81	15251363,99	17477916,21	19732995,25	21797834,04	23707635,38
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	18 504 136,92	3858826,37	6373507,26	8245889,40	9508856,91	11081589,83	12401633,90	13601737,39	14698245,60	15603979,39	16359709,83
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	16 003 738,20	3858826,37	6282760,08	8022443,41	9153555,78	10511263,88	11609707,35	12572307,32	13420075,06	14095074,52	14637959,26
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	13 849 707,31	3858826,37	6181762,84	7779492,85	8775025,56	9920203,00	10808096,11	11553763,94	12183115,12	12663330,62	13033462,92

Продолжение П.4.2.2

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	4650461,32	4409586,31	4185305,15	3976216,62	3781051,00	3598657,07	3427990,52	3268103,37	3118134,63	2977301,77
Итого приток средств	тыс.тг	4650461,32	4409586,31	4185305,15	3976216,62	3781051,00	3598657,07	3427990,52	3268103,37	3118134,63	2977301,77
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	2761599,22	2777355,57	2763926,05	2749323,57	2757493,22	2758398,50	2796201,76	2844847,71	2816452,38	2838977,55
прямые затраты	тыс.тг	1461166,82	1488740,91	1510982,05	1528148,24	1553178,08	1579489,90	1607001,17	1663397,10	1665854,46	1696628,36
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	256852,75	253755,98	245151,92	237561,57	230851,97	224982,12	219839,78	215353,20	211736,80	208104,97
расходы периода	тыс.тг	1043579,65	1034858,69	1007792,07	983613,77	973463,17	953926,47	969360,81	966097,41	938861,12	934244,23
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	319809,72	272948,26	234827,12	199615,10	162311,12	128727,13	89851,46	50731,20	28793,37	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	79479,95	48911,22	25407,58	9395,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	3160888,88	3099215,05	3024160,75	2958334,56	2919804,35	2887125,63	2886053,22	2895578,91	2845245,75	2838977,55
Поток денежной наличности	тыс.тг	1489572,44	1310371,26	1161144,41	1017882,06	861246,65	711531,44	541937,30	372524,46	272888,88	138324,22
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	531746,52	421989,54	337332,25	266767,79	203623,45	151760,46	104274,44	64661,82	42731,02	19539,79
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	368199,52	281655,42	217026,19	165434,29	121718,83	87443,29	57914,00	34617,17	22050,82	9719,40
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	240574,26	176360,23	130230,07	95135,21	67079,54	46182,28	29312,25	16790,89	10249,99	4329,67
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	25197207,81	26507579,07	27668723,48	28686605,54	29547852,19	30259383,64	30801320,94	31173845,39	31446734,28	31585058,49
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	16891456,35	17313445,89	17650778,14	17917545,93	18121169,38	18272929,84	18377204,28	18441866,10	18484597,13	18504136,92
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	15006158,78	15287814,20	15504840,40	15670274,69	15791993,52	15879436,81	15937350,82	15971967,98	15994018,80	16003738,20
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	13274037,18	13450397,41	13580627,48	13675762,69	13742842,23	13789024,52	13818336,76	13835127,65	13845377,64	13849707,31

Таблица П.13.1 – Сводный сметный расчет месторождения Акшабулак Южный

СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Южный

(наименование стройки)

в ценах 2026 г.

Номер по порядку	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование частей, глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
			Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7

Часть I. Проектирование

1		Затрат по части I "Проектирование" нет	--	--	--	--
		ИТОГО ПО ЧАСТИ I	--	--	--	--

Часть II. Строительство**Глава 2. Основные объекты строительства**

2	2-1	Демонтажные работы	263 211,739	--	--	263 211,739
		Всего по главе	263 211,739	--	--	263 211,739
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	263 211,739	--	--	263 211,739

Глава 8. Затраты на организацию и управление строительством

3	НДЦС РК 8.01-08-2022, приложение А, пункт 8.1	Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) - 3,1%	8 159,564	--	--	8 159,564
4	НДЦС РК 8.01-08-2022, приложение А, пункт 8.13	Затраты на дополнительную оплату труда в зонах экологического бедствия и радиационного риска	--	--	38 184,575	38 184,575
		Итого по главе 8	8 159,564	--	38 184,575	46 344,139
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	271 371,303	--	38 184,575	309 555,878
5	НДЦС РК 8.01-08-2022 пункт 8.2.65.2	Сметная прибыль 5%	13 568,565	--	--	13 568,565
6	НДЦС РК 8.01-08-2022, пункт 8.2.66.4 в)	Непредвиденные работы и затраты - 2%	5 427,426	--	763,691	6 191,118
		Итого по части II в сметных ценах:	290 367,294	--	38 948,266	329 315,561
		Распределение итога по части II в сметных ценах по кварталам:				
7		в том числе на II квартал 2026 г., доля - 100 %	290 367,294	--	38 948,266	329 315,561
		Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)				

8	НДЦС РК 8.04-07-2025, таблица 2, разд. 2	на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388	301 633,545	--	40 459,459	342 093,004
		Итого по части II в прогнозных ценах:	301 633,545	--	40 459,459	342 093,004
9		- в том числе на 2026 г.	301 633,545	--	40 459,459	342 093,004
Расчет налога на добавленную стоимость в прогнозных ценах по кварталам строительства:						
		Затраты по части I "Проектирование" на 2025 год	--	--	--	--
10	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость по части I "Проектирование" на 2025 год - 12%	--	--	--	--
		Затраты по части I "Проектирование" на 2026 год и последующие	--	--	--	--
11	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость по части I "Проектирование" на 2026 год и последующие - 16%	--	--	--	--
		Всего НДС по части I "Проектирование"	--	--	--	--
		II квартал 2026 г. - затраты по частям II и III:	301 633,545	--	40 459,459	342 093,004
12		- в том числе затраты по части II	301 633,545	--	40 459,459	342 093,004
13		- в том числе затраты по части III	--	--	--	--
14	Налоговый кодекс РК	НДС на II квартал 2026 г. - 16%	--	--	54 734,881	54 734,881
		Итого налог на добавленную стоимость	--	--	54 734,881	54 734,881
		ИТОГО ПО СВОДНОМУ СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА	301 633,545	--	95 194,34	396 827,885

Таблица 13.2 -Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Акшабулак Южный

Наименование стройки - Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Южный
 Шифр стройки 519244/ДГ20-ДГР-001-0058//217/2020АТ
 Наименование объекта - Демонтажные работы
 Шифр объекта 2-1

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-1

(Локальный сметный расчет)

на Демонтажные работы

(Наименование работ и затрат)

Основание:

Дефектная ведомость

Сметная стоимость

263 211,739

тыс.тенге

Средства на оплату труда

141 948,431

тыс.тенге

Нормативная трудоемкость

31,061

тыс.чел-ч

Строительный объем

Расчетный измеритель конструктивного решения

Тенге

Составлен(а) в текущих ценах 1-квартала 2026г.

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:						263 211 739
<i>из них:</i>						
		затраты на труд рабочих	тенге			108 217 262,00
		<i>в том числе оплата труда рабочих</i>	<i>тенге</i>			<i>54 980 064,00</i>
		машины и механизмы	тенге			137 348 614,00
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			<i>33 731 169,00</i>
		материалы, изделия и конструкции	тенге			1 500 261,00
		перевозки	тенге			16 145 629,00
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	31 061		
Демонтаж сетей эл.передач						
1	1308-0101-2501 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВ•А. Демонтаж оборудования	подстанция	27	92 960	2 509 920,00
2	1308-0103-1101 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Трансформатор силовой, автотрансформатор или масляный реактор, масса до 1 т. Демонтаж оборудования	шт.	27	37 931	1 024 137,00
3	1133-0209-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Демонтаж проводов ВЛ 6-10 кВ трех проводов с одной опоры	шт.	1 599	14 957	23 916 243,00
4	1133-0209-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Демонтаж опор ВЛ 0,38-10 кВ без приставок одностоечных	шт.	1 599	10 405	16 637 595,00
5	1134-0206-0401 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Молниесотвод. Демонтаж	молниесотвод	27	1 722	46 494,00
6	1308-0205-1501 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Прожекторы. Демонтаж	шт.	27	3 789	102 303,00
7	1133-0303-0304 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры освещения стальные массой до 3,5 т. Демонтаж	опора	27	18 688	504 576,00

8	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	50,436	1 430	72 123,00
9	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	50,436	1 430	72 123,00
10	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км	8 826,3	27	238 310,00
11	414-101-0701 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	1 878,825	1 467	2 756 236,00
12	414-101-0702 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	1 878,825	1 467	2 756 236,00
13	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км	328 794,375	27	8 877 448,00
Демонтаж выкидных линии из СВТ Д114мм, 74,121КМ						
14	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м ³	м ³ грунта	83 015,52	578	47 982 971,00
15	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м ³ грунта	83 015,52	88	7 305 366,00
16	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж	км трубопровода	74,121	1 407 017	104 289 507,00
17	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	74,121	510 114	37 810 160,00
18	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	172,70193	1 613	278 568,00
19	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	172,70193	1 613	278 568,00
20	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км	30 222,83775	27	816 017,00
Демонтаж зданий и сооружения						

21	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание (КПП). Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	90	2 871	258 390,00
Биологическая рекультивация						
22	1147-0201-1001 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Почва. Обработка полосами	га	6,4	344 660	2 205 824,00
23	1147-0201-0602 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Почвы. Боронование в один след	га	6,4	1 169	7 482,00
24	1147-0205-1201 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Приготовление раствора (рабочей суспензии)	т	6	11 257	67 542,00
25	1101-0701-1401 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Полив почвы рабочей суспензией (водой, смешанной с минеральными удобрениями и биопрепаратом)	м ³ уплотненного грунта	2 100	328	688 800,00
26	1101-0701-1401 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Полив почвы водой	м ³ уплотненного грунта	2 100	328	688 800,00
27	Цены	Минеральное удобрение (азофоска)	т	6	120 000	720 000,00
28	Цены	Биопрепарат	кг	6	50 000	300 000,00
Составил			Калыбаева			

Таблица П.13.3 – Локальная смета репер с тумбой

		НДДС РК 8.01-08-2022. Приложение Г.		Форма
Наименование стройки -	Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Южный			
Шифр стройки	519244/ДГ20-ДГР-001-0058//216/2020АТ			
Наименование объекта -	Демонтажные работы			
Шифр объекта	2-2			
ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-2				
(Локальный сметный расчет)				
на	Репер с тумбой, 1шт			
(Наименование работ и затрат)				
Основание:				
	Сметная стоимость	412,08	тыс.тенге	
	Средства на оплату труда	121,352	тыс.тенге	

Нормативная трудоемкость0,027 тыс.чел-ч

Строительный объем

Расчетный измеритель конструктивного решенияТенге

Составлен(а) в ценах 1-квартала 2026 года

Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						412 080
из них:						
		затраты на труд рабочих	тенге			119 455,00
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			61 856,00
		машины и механизмы	тенге			8 885,00
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			1 897,00
		материалы, изделия и конструкции	тенге			266 488,00
		перевозки	тенге			17 252,00
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	27		
1	1101-0101-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Площади. Планировка ручным способом. Группа грунтов 2	м ² спланированной площади	9	615	5 535,00
2	1106-0302-0112 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Бетон тяжелый на щебне класса В25. Приготовление	м ³	1,05	36 509	38 334,00
3	1106-0101-0104 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Фундаменты бетонные. Устройство	м ³	1,05	31 634	33 216,00
4	1109-0105-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Монтаж металлоконструкции	т конструкций	0,196	416 868	81 706,00
5	222-504-0101 ССЦ РК 8.04-08-2025	Конструкции стальные из одного профиля ГОСТ 23118-2012	т	0,196	1 194 166	234 057,00

6	1113-0203-0528 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,04 К=2	Поверхности металлические огрунтованные. Окраска эмалями ПФ-115 за 2 раза	м ²	5	396	1 980,00
7	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	0,196	1 430	280,00
8	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	0,196	1 430	280,00
9	414-104-0301 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Щебень, гравий, галька. Погрузка	т	1,12	480	538,00
10	414-104-0302 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Щебень, гравий, галька. Разгрузка	т	1,12	760	851,00
11	414-104-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Песок всякий. Погрузка	т	0,799	362	289,00
12	414-104-0202 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Песок всякий. Разгрузка	т	0,799	677	541,00
13	414-101-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Погрузка	т	0,382	1 775	678,00
14	414-101-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Разгрузка	т	0,382	1 775	678,00
15	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км	485,8	27	13 117,00
Доставка воды на расстояние свыше 5км, 100-5=95км, расстояние перевозки 100км. Сборник №27, т.ч. п.1.6, При расстоянии более 5 км на каждый километр доставки 100 м ³ воды следует добавлять к нормам времени эксплуатации поливомоечных машин 0,9 маш.-ч.						

Составил

Кумарова

должность, подпись (инициалы, фамилия)

Таблица П.13.4 – График ликвидации скважин в процессе разработки

Год	Ликвидация скважин в консервации	Ликвидация контрольных скважин	Ликвидация водозаборных скважин	Выбытие добывающих скважин в ликвидацию	Выбытие нагнетательных скважин	Прочие скважин	Всего к ликвидации
2026				2	0	0	2
2027				2	0	0	2
2028				1	0	0	1
2029				0	0	0	0
2030				1	0	0	1
2031				1	0	0	1
2032				0	0	0	0
2033				2	0	0	2
2034				1	1	0	2
2035		1		0	0	1	1
2036	1	1	1	0	0	3	3
2037	1	1		0	0	2	2
2038	1	1	1	0	0	3	3
2039	1	1		0	0	2	2
2040	1	1	1	0	0	3	3
2041	1	1	1	0	0	3	3
2042		1	1	0	0	2	2
2043		1		0	0	1	1
2044		1		0	0	1	1
2045		1		0	0	1	1
2046				0	0	0	0
Итого	6	11	5	10	1	22	33

