

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:



Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбаунайгаз»

ТАСЕМЕНОВ Е.Т.

2025 г.

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УАЗ ВОСТОЧНЫЙ

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель
директора филиала по геологии
и разработке



МАРДАНОВ А.С.

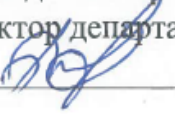
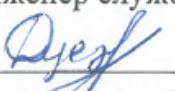
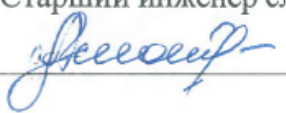
ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С.

г. Атырау, 2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УАЗ ВОСТОЧНЫЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

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

№№ п/п	Наименование глав и разделов	Стр.
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	
6.3	Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	
6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	
6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	
6.6	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	
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	
7.2	Требования к параметрам бурового раствора	
7.3	Цементирование обсадных колонн	
7.4	Оборудования устья скважин	
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
12.	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Характеристика отбора керна по скважинам и по продуктивным горизонтам	
2.	2.2.2	Виды и объемы ГИС в закрытом в стволе	
3.	2.2.3	Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов	
4.	2.2.4	Характеристика толщин горизонта	
5.	2.2.5	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта	
6.	2.3.1	Свойства нефти в пластовых условиях	
7.	2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	
8.	2.3.3	Компонентный состав растворенного газа	
9.	2.3.4	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	
10.	2.4.1	Виды проведенных специальных исследований (скважина №301)	
11.	2.4.2	Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скважина №301)	
12.	2.4.3	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	
13.	2.4.4	Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта (юрские отложения)	
14.	2.5.1	Величина подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа	
15.	2.5.2	Величина подсчетных параметров и запасов свободного газа	
16.	3.1.1	Распределение проведенных гидродинамических исследований по объектам за период 2020-2021гг	
17.	3.1.2	Распределение проведенных гидродинамических исследований по объектам за весь период разработки	
18.	3.1.3	Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов (МУО) скважины №232	
19.	3.1.4	Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов (МУО) скважины №239	
20.	3.1.5	Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам	
21.	3.1.6	Количество проведенных замеров уровней по объектам за 2020-2021гг	
22.	3.1.7	Распределение начального и текущего пластового давления по объектам разработки	
23.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2022г	
24.	3.2.2	Показатели эксплуатации новых скважин, введенных в эксплуатацию с начала реализации проектного документа	
25.	3.2.3	Основные показатели закачки по объектам разработки на дату отчета	
26.	3.2.4	Распределение нагнетательных скважин I объекта по приемистости	
27.	3.2.5	Распределение нагнетательных скважин II объекта по приемистости	

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
28.	3.2.6	Динамика основных технологических показателей разработки I объекта	
29.	3.2.7	Динамика основных технологических показателей разработки II объекта	
30.	3.2.8	Динамика основных технологических показателей разработки III объекта	
31.	3.2.9	Динамика основных технологических показателей разработки по месторождения в целом	
32.	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	
33.	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	
34.	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	
35.	3.2.13	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения в целом	
36.	3.2.14	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам	
37.	3.4.1	Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	
38.	3.4.2	Проектные решения по 1 варианту разработки	
39.	3.4.3	Проектные решения по 2 варианту разработки	
40.	3.4.4	Проектные решения по 3 варианту разработки	
41.	3.4.5	Основные характеристики расчетных вариантов разработки	
42.	3.4.6	Результаты расчета дебитов нефти проектных горизонтальных скважин	
43.	3.5.1	Маркетинговые показатели	
44.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	
45.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	
46.	3.5.4	Ставки налога на добычу	
47.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	
48.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	
49.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	
50.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	
51.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	
52.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	
53.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	
54.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	
55.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 3 (рекомендуемый)	
56.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору	

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
		нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 3 (рекомендуемый)	
57.	4.1.9	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения	
58.	4.1.10	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	
59.	4.2.1	Капитальные вложения, 3 вариант	
60.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 3 вариант	
61.	4.2.3	Производственный доход, 3 вариант	
62.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 3 вариант	
63.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 3 вариант	
64.	4.3.1	Коэффициенты нефтеизвлечения по расчетным вариантам разработки	
65.	5.3.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом	
66.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по месторождению С. Балгимбаев	
67.	6.2.1	Результаты обработок призабойной зоны скважин горячей нефтью за 2017-2021гг	
68.	6.2.2	Результаты проведенных работ по ограничению водопритока на месторождении С.Балгимбаева за 2017-2021гг	
69.	6.2.3	Результаты промывки песчаных пробок нефтяных скважин за 2017-2021гг	
70.	6.2.4	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	
71.	6.3.1	Система распределения фонда добывающих скважин по ГЗУ	
72.	6.3.2	Требования к качеству товарной нефти	
73.	6.4.1	Потребление товарного газа на собственные технологические нужды	
74.	6.4.2	Баланс газа месторождения С.Балгимбаев	
75.	6.5.1	Характеристика нагнетательных линий	
76.	6.5.2	Техническая характеристика насоса ГНК 8-4000-500	
77.	6.5.3	Техническая характеристика насоса ЦНС-180/425	
78.	6.5.4	Проницаемость пористой среды коллектора	
79.	6.5.5	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	
80.	6.5.6	Физико-химические свойства пластовой воды	
81.	7.1.1	Проектная конструкция горизонтальной скважины №251 III объекта	
82.	7.1.2	Проектная конструкция горизонтальной скважины №250 II объекта	
83.	7.1.3	Проектная конструкция горизонтальной скважины №252 II объекта	
84.	7.1.4	Проектная конструкция горизонтальной скважины №247 I объекта	
85.	7.1.5	Проектная конструкция горизонтальной скважины №248 I объекта	

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
		объекта	
86.	7.1.6	Расчет продолжительности бурения горизонтальных скважин глубиной 710,6/1256м, 642,79/1133,82м, 645,58/1270,0м, 645,85/1313,00м, 660,80/1328,00 м.	
87.	8.1.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 3	
88.	8.1.2	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 3	
89.	8.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 3	
90.	8.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 3	
91.	9.1.1	Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований	
92.	9.1.2	Комплекс исследований для контроля процесса разработки	
93.	10.2.1	Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2021г	
94.	11.1.1	Запасы нефти и газа	
95.	12.1.1	Стоимость ликвидации скважин	
96.	12.1.2	Список демонтируемого оборудования.	
97.	12.1.3	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	
98.	12.1.4	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Обзорная карта	
2	2.1.1	Тектоническая схема района работ (из отчета «Пересчет запасов нефти и газа месторождения С.Балгимбаев», 2005г)	
3	2.1.2	Структурная карта по VI ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»	
4	2.1.3	Структурная карта по V ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»	
5	2.1.4	Структурная карта по III ОГ. По материалам «Обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д-МОГТ на месторождениях Жанаталап, Мартыши Северный участок Карашыганак, 2011г.»	
6	2.2.1	Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости	
7	2.2.2	Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности	
8	2.2.3	Определение граничного значения пористости по данным керна	
9	2.4.1	Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. 301)	
10	3.1.1	Индикаторная диаграмма по скважине №232	
11	3.1.2	Индикаторная диаграмма по скважине №239	
12	3.1.3	Динамика изменения пластового давления по I объекту	
13	3.1.4	Динамика изменения пластового давления по II объекту	
14	3.1.5	Динамика изменения пластового давления по III объекту	
15	3.2.1	Характеристика фонда скважин	
16	3.2.2	График эксплуатации скважины №242	
19	3.2.3	График эксплуатации скважины №245	
20	3.2.4	График эксплуатации скважины №243	
21	3.2.5	График эксплуатации скважины №244	
22	3.2.6	График эксплуатации скважины №246	
23	3.2.7	Динамика распределения действующего фонда скважин I объекта по дебитам нефти	
24	3.2.8	Динамика распределения действующего фонда скважин II объекта по дебитам нефти	
25	3.2.9	Динамика распределения действующего фонда скважин III объекта по дебитам нефти	
26	3.2.10	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки на 01.01.2022г	
27	3.2.11	График разработки I объекта	
28	3.2.12	График разработки II объекта	
30	3.2.13	График разработки III объекта	
31	3.2.14	График разработки месторождения в целом	
32	3.2.15	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту	
33	3.2.16	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту	
34	3.2.17	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по III объекту	

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
34	3.2.18	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом	
35	3.2.19	Распределение утвержденных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам	
36	3.2.20	Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам	
37	3.2.21	Распределение утвержденных и текущих значений КИН	
39	3.2.22	Характеристики вытеснения по I объекту	
40	3.2.23	Характеристики вытеснения по II объекту	
41	3.2.24	Характеристики вытеснения по III объекту	
42	6.1.1	Согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	
43	6.1.2	Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	
44	6.1.3	Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм	
45	6.1.4	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	
46	6.3.1	Распределение выкидных линий по материалу исполнения на месторождении С.Балгимбаев	
49	6.3.2	Схема относительного расположения добывающих скважин месторождения С.Балгимбаев	
50	6.3.3	Технологическая схема ЦПСиПН месторождения С.Балгимбаева	
51	6.3.4	Существующая принципиальная схема ЦПСиПн С.Балгимбаев	
52	7.1.1	Профиль проектной горизонтальной скважины №251 III объекта	
53	7.1.2	Профиль проектной горизонтальной скважины №250 II объекта	
54	7.1.3	Профиль проектной горизонтальной скважины №252 II объекта	
55	7.1.4	Профиль проектной горизонтальной скважины №247 I объекта	
56	7.1.5	Профиль проектной горизонтальной скважины №248 I объекта	

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	
2.	2.3.2	Компонентный состав растворенного газа месторождения	
3.	2.3.3	Компонентный состав нефтяного газа	
4.	2.3.4	Физико-химическая характеристика нефти в поверхностных условиях	
5.	4.1.1	Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 1	
6.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1	
7.	4.1.3	Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 1	
8.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1	
9.	4.1.5	Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 1	
10.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1	
11.	4.1.7	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1	
12.	4.1.8	Характеристика технологических показателей по месторождению в целом. Вариант 1	
13.	4.1.9	Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 2	
14.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2	
15.	4.1.11	Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 2	
16.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2	
17.	4.1.13	Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 2	
18.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2	
19.	4.1.15	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2	
20.	4.1.16	Характеристика технологических показателей по месторождению в целом. Вариант 2	
21.	4.2.1	Капитальные вложения, 1 вариант	
22.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 1 вариант	
23.	4.2.3	Производственный доход, 1 вариант	
24.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант	
25.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант	
26.	4.2.6	Капитальные вложения, 2 вариант	
27.	4.2.7	Бюджетная эффективность, 2 вариант	
28.	4.2.8	Производственный доход, 2 вариант	
29.	4.2.9	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	
30.	4.2.10	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант	
31.	12.1.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Балгимбаев	
32.	12.2.1	График ликвидации скважин в период разработки	

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

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

РЕФЕРАТ

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

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

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

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

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

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

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

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

1. ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Уз Восточный является АО «Эмбаунайгаз» согласно дополнению №11 (Регистрационный №4735-УВС МЭ от 18.06.2019г) к контракту №327 от 12.05.1999г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в пределах блоков XXIII-14-F; XXIII-15-D, E, F; XXIV-14-C; XXIV-15-A, B, C в Атырауской области. Срок действия периода добычи по месторождению Уз Восточный - до 09.01.2035г включительно.

В октябре 2017 года на основании решения компетентного органа №10-03/2694 от 13.04.2017г, предоставлен Акционерному обществу «Эмбаунайгаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Уз Восточный в пределах блоков XXIV-15-B (частично), C (частично). Площадь горного отвода составляет – 2,6 (две целых, шесть десятых) кв.км. и глубина горного отвода – минус 1251,3 м.

Месторождение Уз открыто в 1999г разведочной скважиной №4, пробуренной в пределах западного поля южного крыла структуры, из которой при опробовании среднеюрских отложений в интервале 530-533м были получены промышленные притоки нефти дебитом 10,8 м³/сут на 5 мм штуцере.

В результате проведенных ОАО «Эмбанефтегеофизика» в 2000г сейсморазведочных работ на солянокупольной структуре Уз были выявлены нефтеперспективные объекты в отложениях среднего триаса.

Особенности геологического строения надсолевой части осадочной толщи пород, выражающиеся в её блоковом строении, примыкающих к сводам соляных куполов, и высокая перспективность этих отложений в нефтегазоносном отношении, позволили продолжить проведение сейсморазведочных работ с целью выявления в толще пород перспективных для бурения объектов. В 2011г сейсморазведочной партией №1 ТОО «Гео Энерджи Групп» на площади Южного крыла месторождения Уз (Западное и Восточное поля) были проведены сейсмические исследования МОГТ 3Д объемом 68 кв. км, в результате которых выявлены структурно-седиментационные линзовидные ловушки в отложениях среднего триаса на периферии соляного купола и детализировано строение южного крыла структуры Уз.

Для решения задач разведки месторождения «Проектом поисковых работ...», выполненным ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» в 2012г, предусматривалось бурение на восточном поле южного крыла двух поисковых скважин: У-1 (независимая) и У-3 (зависимая) с проектным горизонтом P1k. Основной целью бурения данных скважин являлись поиски залежей нефти в отложениях среднего триаса, нижнего мела и юры.

В 2013г выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа меловых, юрских и триасовых отложений восточного поля южного крыла месторождения Уз Атырауской области РК» по состоянию изученности на 01.09.2013г. В рамках «Оперативного подсчета запасов...» установлена нефтеносность нижнемеловых, среднеюрских и триасовых горизонтов. Геологические/извлекаемые запасы нефти категории С1 составили 1363/358 тыс. т; категории С2 – 1905/520 тыс. т.

В 2016г был проведен «Подсчет запасов...» компанией ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз». В рамках данного отчета Восточное поле месторождения Уз было выделено в отдельное месторождение Уз Восточный, согласно рекомендации ГКЗ. Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по месторождению Уз Восточный составили:

по категории С₁ – 3193/796 тыс.т; по категории С₂ – 223/29 тыс.т.

На основе данного подсчета запасов составлен проектный документ «Технологическая схема разработки месторождения Уз Восточный». Основные положения «Технологической схемы разработки...»:

- ввод из бурения 18 добывающих скважин в период 2019-2026гг;
- проектный уровень добычи нефти – 36,9 тыс.т в 2021г;
- накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки – 814 тыс.т;
- проектный фонд добывающих скважин – 18 ед.;

В 2019г Атырауским Филиалам ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Уз Восточный», отчет рассмотрен и согласован ЦКРР МЭ РК (протокол №16/16 от 28-29.11.2019г). В рамках отчета были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2019-2021гг.

В 2020г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...» (Письмо ГКЗ №2236-20-У от 27.11.2020г.) В рамках пересчета запасов (ПЗ) были пересмотрены геологические структуры и проинтерпретированы данные по ГИС. Результаты бурения новых скважин и проведенный объем исследовательских работ позволили уточнить категорийность по некоторым продуктивным горизонтам и произвести перевод запасов в более высокие категории. Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории С₁ составили 3812/1011 тыс. т и увеличились на 619/215 тыс. т (+19/+27%), по категории С₂ геологические/извлекаемые запасы составили 693/122 тыс. т и увеличились на 470/93 тыс. т (+211/+319%), а в сумме по категориям С₁+С₂ запасы составили 4505/1132 тыс. т и увеличились на 1089/307 тыс. т (+32/+37%).

Геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа по категории C_1 составили 78,1/21,3 млн. м³ и увеличились на 3,4/3,1 млн. м³ (+5/+17%), запасы категории C_2 составили 22,7/4,1 млн. м³ и уменьшились на 11,9/2,6 тыс. т (110/181%), а в сумме по категориям C_1+C_2 составили 100,9/25,4 млн. м³ и увеличились на 15,4/5,8 млн. м³ (+18/+29%).

На основе новых запасов был составлен «Проект разработки месторождения Уаз Восточный» (Протокол ЦКРР №19/13 от 27-28 октября 2021г.). В рамках проекта предлагался оставить ранее принятое выделение эксплуатационных объектов с включением в состав II объекта доразведанного горизонта Ю-I, а также с выделением в качестве III объекта новых горизонтов Ю-IV и Ю-VIII.

Таким образом на месторождении следующее выделение эксплуатационных объектов:

- **I объект** – I неокомский, II-неокомский (1 и 2 пласт);
- **II объект** – Ю-I и Ю-III;
- **III объект** – Ю-IV и Ю-VIII;
- **IV объект** – Т-II;
- **Возвратный объект** – Т-2 пл.

В 2023г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Уаз Восточный», составлен с целью мониторинга исполнения недропользователем проектного документа на разработку месторождения. Отчет составлен по состоянию на 01.01.2023г.

В 2025г В 2022г был утвержден «Прирост запасов нефти и газа продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-IV месторождения Уаз Восточный Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.10.2025г».

Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по месторождению Уаз Восточный составили:

по категории C_1 – 3895/1033 тыс. т;

по категории C_2 – 646/111 тыс. т.

Геологические/извлекаемые запасы растворенного газа:

по категории C_1 – 80,4/21,9 млн. м³;

по категории C_2 – 21,9/3,9 млн. м³.

Геологические/извлекаемые запасы свободного газа:

по категории C_2 – 1,0/0,6 млн. м³.

На месторождении соотношение геологических запасов нефти категорий C_1 к C_2 составляет 86% и 14%.

Настоящий отчет составлен по состоянию на 01.01.2026г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №495-113/150/2020АТ от 14.08.2020г с АО «Эмбаунайгаз», согласно Техническому заданию и в соответствии с требованиями действующих «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН) и нормативно-технического документа (НТД) «Методические рекомендации по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений» и на основании новых утвержденных запасов в рамках отчета «Прирост запасов нефти...» 2025г.

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Уз Восточный находится в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан (рис. 1.1). Через район исследований проходит проселочная дорога, связывающая районные центры Макат и Миялы.

Ближайший населенный пункт - поселок Макат – центр Макатского района, находится на расстоянии 45 км на юг-юго-запад от площади работ. Поселок Миялы – центр Кызылкогинского района находится на расстоянии 115 км на северо-запад. Расстояние до областного центра г. Атырау составляет 160 км на юго-запад.

В 30 км юго-восточнее от рассматриваемой площади проходит железная дорога Атырау - Актобе.

В орографическом отношении район представляет собой пустынно-степную равнину, осложненную многочисленными отдельными холмами, грядами, разделенными замкнутыми понижениями с абсолютными отметками рельефа, колеблющимися в пределах от -7,0 до +15 м.

Гидрографическая сеть развита слабо, представлена небольшой рекой Сагиз, вода которой не пригодна для питья. Пресноводных колодцев в районе мало, дебиты воды в них незначительные.

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

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 150 до 200 мм в год.

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

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

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

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



Рис. 1.1 - Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Бурением на месторождении Уаз Восточный вскрыты породы надсолевого литолого-структурного комплекса от кунгурского яруса до четвертичных отложений включительно.

Палеозойская группа PZ

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

Пермская система – P

Нижний отдел - P₁

Кунгурский ярус - P_{1к}

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

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

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

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

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

Триасовая система – T

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

Средний отдел T₂

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

Литолого петрофизическое описание шлифов проводилось в скважине У-1. По

описанию 25 шлифов отложения среднего триаса в интервале 1170,36-1287,74м представлены песчаником мелко- среднезернистым, комковатым, с большим включением углефицированных растительных остатков, полимиктовым, слоистым, со следами жизнедеятельности организмов; алевролитом мелко-тонкозернистым, полевошпато-кварцевым, с большим количеством органических остатков.

Вскрытая толщина в скважине У-1 составляет 168м.

Верхний отдел Т₃

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

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

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

Мезозойская группа МЗ

Юрская система – J

Нижний отдел - J₁

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

Глины светло- темно-серого до бурового цветов, плотные, алевролитистые, тонкослоистые, слюдистые с включением обуглившихся растительных остатков.

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

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

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

Средний отдел – J₂

Отложения средней юры несогласно перекрывают толщу нижней юры.

Представлены чередованием глин, песчаников, песков, алевролитов.

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

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

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

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

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

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

В разрезе отложений средней юры на восточном поле установлены 6 нефтяных горизонта Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-VII и Ю-VIII.

Верхний отдел – J₃

Отложения верхней юры несогласно перекрывают толщу средней юры.

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

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

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

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

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

Меловая система – К

Нижний отдел – К₁

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

Неокомский надъярус – К_{1nc}

В неокомский надъярус входят готеривский и барремский яруса.

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

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

Литолого петрофизическое описание шлифов в отложениях неокомского надъяруса выполнено на 2-х шлифах в скважине У-3 из интервалов 458,85м и 486,17м. По описанию имеющихся шлифов отмечается, что присутствует глина алевролитистая, плотная, крепкая с большим количеством углефицированных растительных остатков (корневой системы) расположенной по наслоению, с содержанием глинистой фракции до 20%, с редкими обломками тонкостенных раковин пелиципод. Алевролитовая часть представлена кварцем, полевыми шпатами, слюдами. Также - песчаник мелкозернистый, полимиктовый, кварц полевошпатовый, известковый. Зерна угловато-окатанные, слабоокатанные. Сортировка плохая. Обломки представлены кварцем, полевыми шпатами, слюдой, обломками углефицированных растительных остатков, обрывками растительной ткани, сохранившей структуру. Кварц угловато-окатанный, большей частью алевролитовой размерности, с волнистым погасанием. Полевые шпаты представлены микроклином и ортоклазом. По трещинам спайности некоторых из них наблюдается замещение кальцитом. Полевые шпаты, как правило, интенсивно изменены вторичными процессами, покрыты налётом гидроксидов железа.

В отложениях барремского яруса установлены 2 нефтяных горизонта (I, II не).

Общая толщина неокомского яруса на восточном поле изменяется от 160м (скв.У-5) до 203м (скв.У-1).

Аптский ярус – К_{1а}

Отложения представлены преимущественно глинами, алевролитами, песчаниками и песками.

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

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

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

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

Альбский ярус – К_{1а1}

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

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

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

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

Верхний отдел – К₂

Верхнемеловые отложения представлены глинами, песками, мергелями.

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

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

Кайнозойская группа Kz

Четвертичная (Q)+Неогеновая (N) система

Отложения имеют повсеместное развитие и трансгрессивно перекрывают более древние породы. Литологически породы представлены желтовато-серовато-зелеными песчанистыми, сильно известковистыми глинами с битой ракушей и водоносными песками. Максимальная вскрытая толщина отложений составляет 54 м в скв.У-1.

Тектоника

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

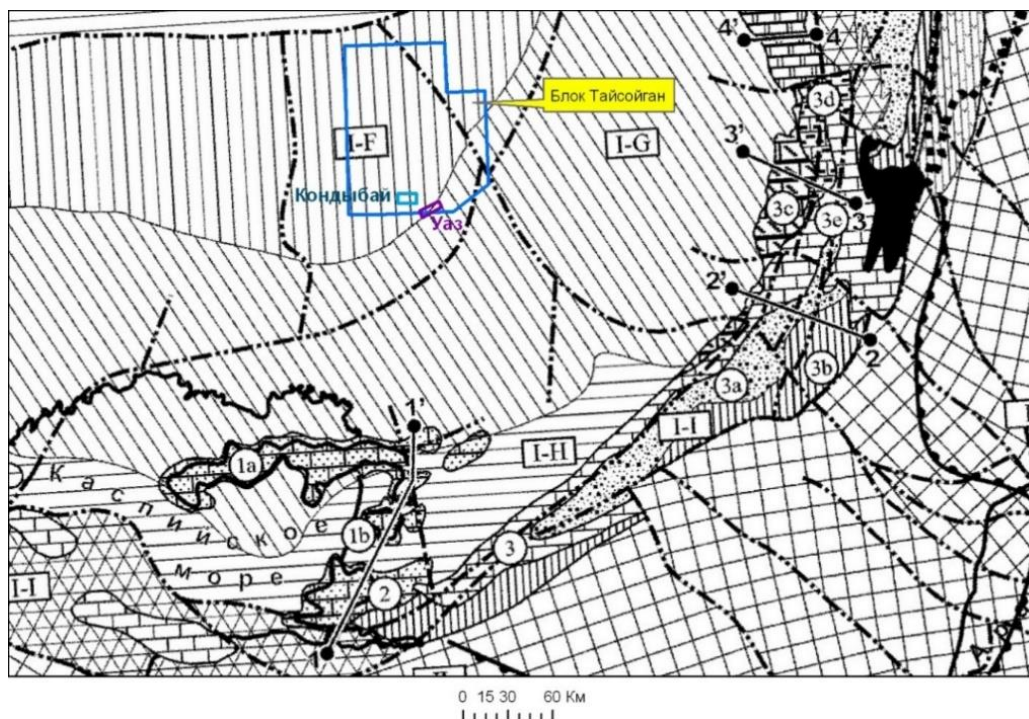


Рис. 2.1.1 – Тектоническая схема юго-восточной части Прикаспийской впадины

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

Структура Уаз является солянокупольной, вытянутая в северо-западном направлении и с соседними соляными куполами Кондыбай, Кожа и Жартобе соединяется соляными перешейками.

В 2019г проведен анализ всех геолого-геофизических материалов месторождений Ботахан, Уаз, Кондыбай с учетом данных скважин (23, 26, 10, 11, 1, 2, 4, 1). Произведена привязка новых пробуренных скважин к сейсмическим данным, переобработка и переинтерпретация (ТОО «Reservoir Evaluation Services», 2017г) результатов сейсморазведочных работ 3Д МОГТ объемом 322,8 кв.км., проведенных в 2011-2013гг, на

месторождениях Уаз и Кондыбай (блок Тайсойган). Уточнена скоростная модель и пересчитаны карты в глубины.

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

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

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

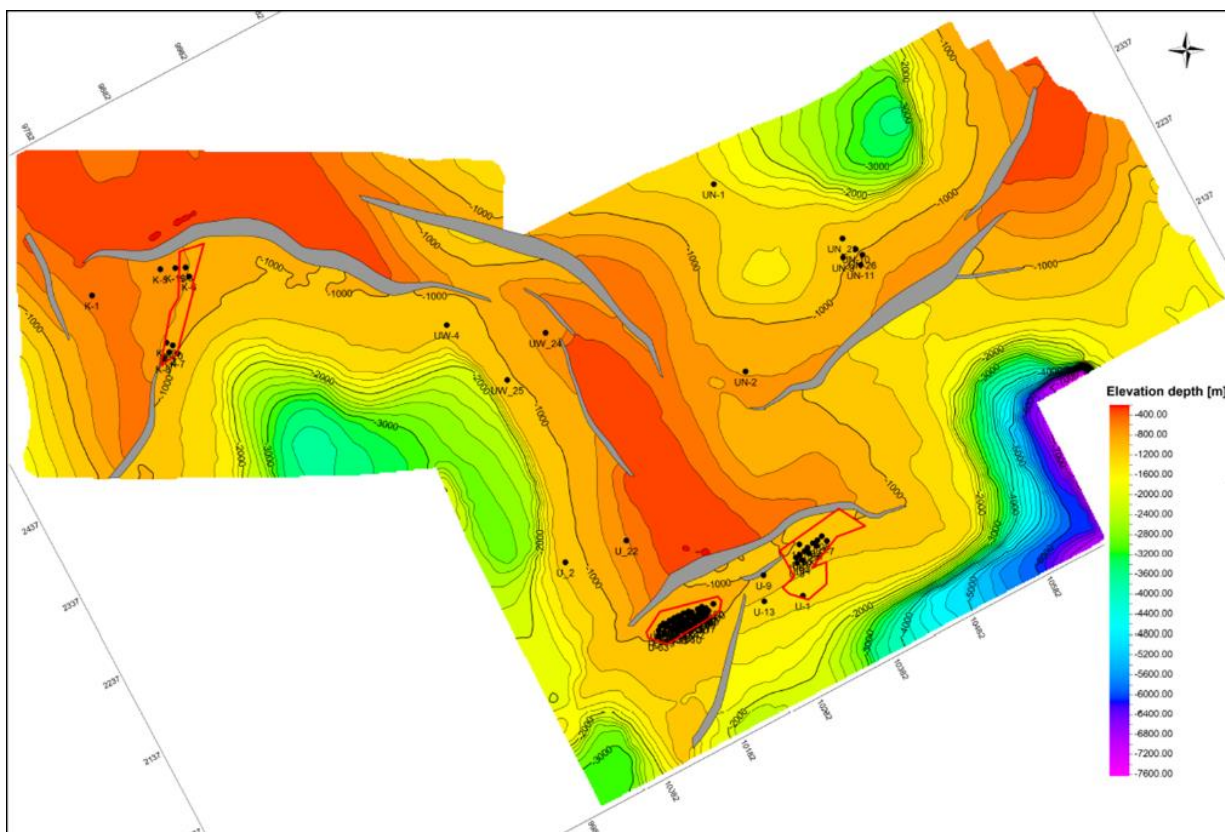


Рис. 2.1.2 – Структурная карта по отражающему горизонту VI (3Д, 2019г ТОО «RES»)

Строение триасовых отложений характеризуют один откартированный горизонт внутри триаса, это - T2 (рис.2.1.3).

Среднетриасовые отложения на рассматриваемом участке Тайсойган развиты традиционно фрагментарно, приурочено лишь к краевым сводовым частям соляных

куполов. На участке Кондыбай среднетрисовые отложения выделяются в виде узкой «вогнутой» полосы или «подковы» юго-восточнее от горного отвода месторождения Кондыбай (скважин К-3, К-6, К-4, К-8). Внешней стороной данная структура ограничивается выклиниванием, внутренней стороной-поверхностью разлома. Глубина горизонта -1100-1350м. Размеры структуры 8,0х0,75км.

Восточнее от площади Кондыбай в виде узкой субмеридионально вытянутой полосы выделяется структура Уаз Западный. Структура освещена бурением скважины У-2 в периферийной южной части, где при испытании в колонне, из триасового разреза получена вода с незначительным количеством нефти. С западной стороны структура ограничена поверхностью разлома. Гипсометрические отметки поверхности варьируют от 800м до 1200м. Размеры структуры 12,0х0,1 км.

Структура Уаз Северный имеет относительно большую площадь, выделяется по изогипсе 900м в виде двух диаметральных структур примыкания. Восточная полуантиклинальная складка имеет большую амплитуду, равную 400м, амплитуда западной полуантиклинали составляет всего 50м. Размеры складок, соответственно, равны 3,4х1,4 км, 2,0х1,0км. Глубина залегания поверхности 500-1200м.

Структура Уаз Южный располагается восточнее от основного юрского месторождения Уаз и южнее от продуктивных в юре скважин У-8, У-5, У-21, У-37. Данная структура освещена бурением скважин У-1 и У-13. Размеры структуры составляют 7,6х1,0км. Глубина залегания изменяется в интервале 1200-1500м.

Структура Уаз Восточный находится к юго-востоку от структуры Уаз Северный, Сама поверхность протягивается широтно узкой полосой и состоит из двух вершин: западной и восточной. Последняя тяготеет к куполу Кожа. Поверхность находится на отметках 1050-1400м. Размеры структуры составляют 8,5х1,5км.

Уаз Центральный представлен в виде цепочки из четырех мелких складок-«шишек» вдоль линии, ограничивающей восточное крыло Уаза от его южного крыла. Три полускладки имеют высокое гипсометрическое положение относительно самой восточной складки и всех других выделенных структур рассматриваемой площади.

На самой восточной части, над соляным куполом Кожа выделяется также маленькая структура, аналогичная центральным мелким складкам.

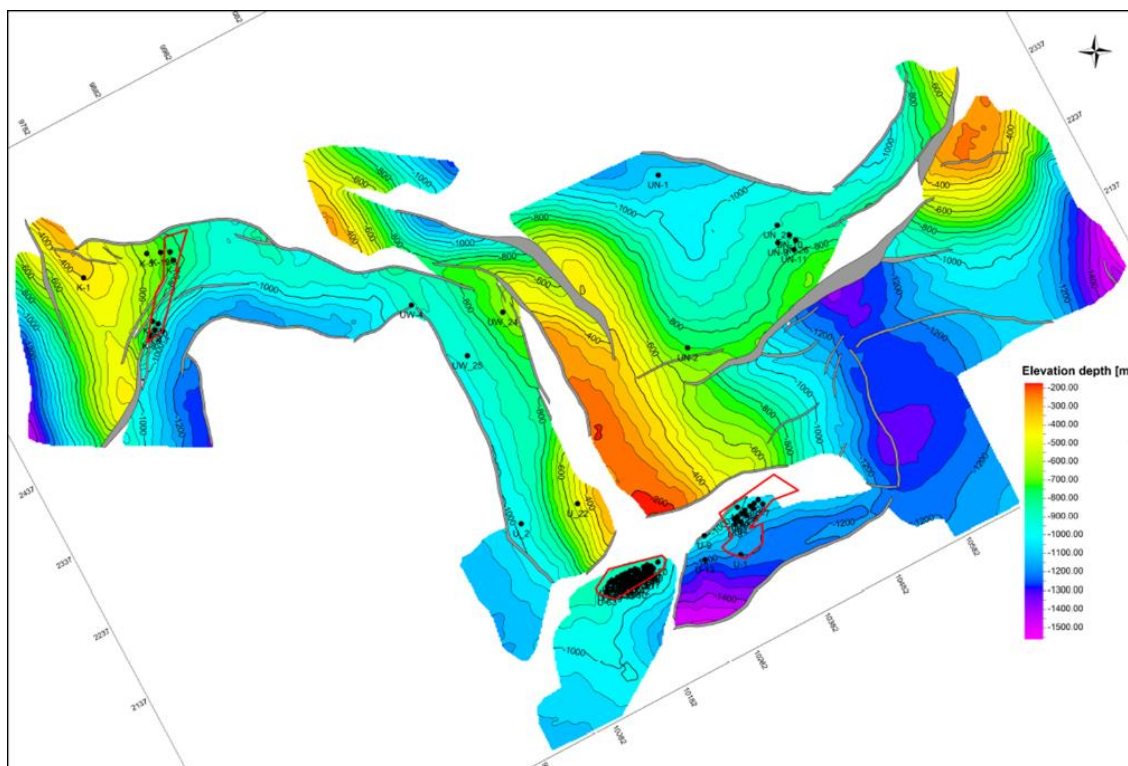


Рис. 2.1.3 – Структурная карта по ОГ Т₂ (ЗД, 2019г ТОО «RES»)

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

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

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

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

Южное наиболее погруженное крыло сильно дислоцировано дезъюнктивными нарушениями и, как следствие, имеет блочное строение: западный, восточный и северный блоки. Северный блок, представляющий собой узкую грабенную зону, практически не освещен бурением - скважина У-9 пробурена в зоне разлома. Промышленная продуктивность меловых и юрских отложений установлена на восточном и западном блоках, продуктивность триасового комплекса установлена только в пределах восточного поля (скважине У-1).

Глубина отметок подошвы юрских отложений в пределах южного крыла Уз варьирует в интервале 900-1200м. Размеры восточного блока южного крыла по изолинии -1200м составляет 6,5х2,0 км, размеры западного блока по замкнутой изогипсе -950м составляет 4,2х1,3 км, размеры северного блока- 6,8х0,7 км.

Структура Уз на востоке через достаточно протяженный перешеек соединяется со структурой Кожа. В пределах этого перешейка на северном его крыле вырисовывается малоамплитудная (более 150м) структура примыкания по изогипсе 700м, размеры которой составляют 2,4 х 3,1 км. В пределах структуры Кожа гипсометрические отметки рассматриваемого горизонта равны 250-1050м.

В самых глубоких частях участка (южной и восточной) глубины достигают 1350-1650м.

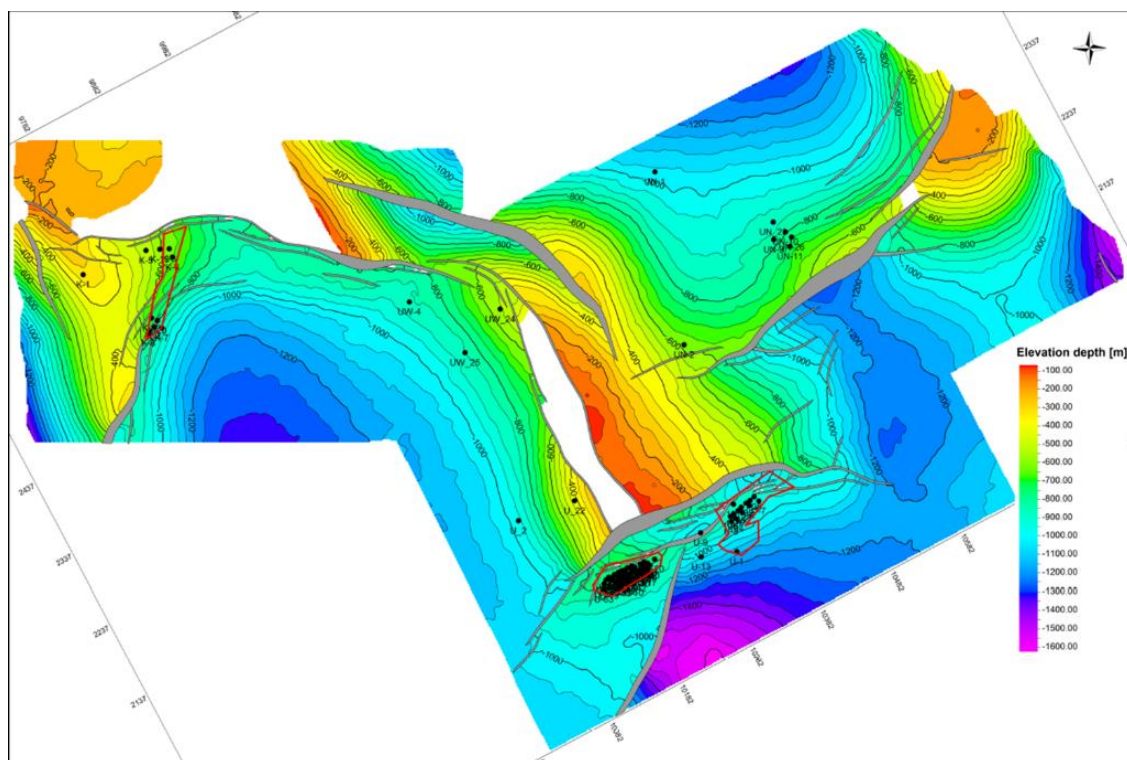


Рис. 2.1.4 – Структурная карта по V ОГ (ЗД, 2019г ТОО «RES»)

III отражающий горизонт характеризует подошву мелового комплекса отложений и мало, чем отличается от ранних построений. В плане поверхность повторяет строение нижележащей, но с той разницей, что в пределах куполов горизонт выходит на дневную

поверхность (рис.2.1.5).

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

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

Продуктивность на структуре Уаз приурочена к меловым, юрским и триасовым отложениям погруженного южного крыла. На остальной части площади на приподнятых по соли участках, меловые и юрские отложения выходят под размыв, тем самым теряя свою перспективность в нефтегазопроисловом отношении.

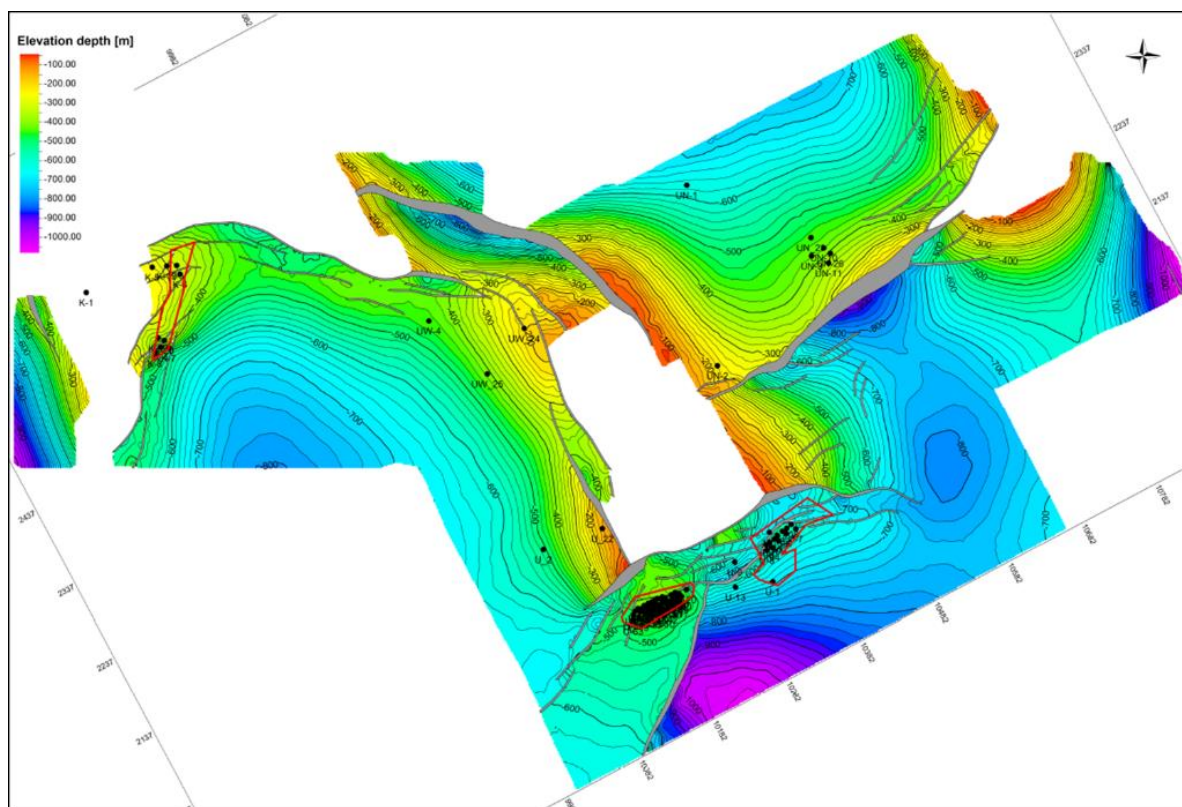


Рис. 2.1.5 – Структурная карта по III ОГ (ЗД, 2019г ТОО «RES»)

Нефтегазоносность

Продуктивность месторождения Уаз Восточный была установлена в 2012-2013гг при опробовании поисковых скважин У-1 и У-3, которые выявили нефтяные залежи в нижнемеловых, среднеюрских и триасовых отложениях.

Структурно-тектоническая модель в настоящем Проекте принята на основе Пересчета запасов, выполненного по состоянию изученности на 01.05.2020г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» (Протокол ГКЗ РК №2236-20-У от 27.11.20г) по результатам бурения 25 скважин.

Нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, идентичны по строению и форме, в плане повторяют друг друга.

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

После пересчета запасов в 2020 году (Протокол ГКЗ №2236-20-У от 27.11.2020 г.) на месторождении Восточный Уз были пробурены эксплуатационные скважины №112, 117, 118, 120, 121, 122, 123, 124 и оценочные скважины 116, 130 и 131. Оценочные скважины №116, 130 и 131 не включены в обоснование геологического строения, так как по ним еще проводятся исследовательские работы.

Ниже приводится подробное описание строения продуктивных горизонтов.

Газонефтяной горизонт - I неокомский вскрыт во всех пробуренных скважинах.

Общая толщина горизонта варьирует от 9 до 35,0м в среднем составляет 22,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,9 до 29,5м, в среднем составляет 8,8м, из них газонасыщенная толщина от 2,2 до 4,8м, в среднем составляет 3,5м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,4 до 17,5м, в среднем 7,2м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,45, среднее значение песчанистости составляет 0,40.

I блок

Блок изучен бурением 22 скважин, из них скв. 13, 118 и У-5 вскрыли зоны отсутствия коллекторов, скв. У-1 вскрыла законтурную водонасыщенную часть горизонта. Остальными пробуренными скважинами вскрыта нефтяная залежь с газовой шапкой. Газовая шапка вскрыта в скв. У-21, где по результатам обработки материалов ГИС и MDT (модульного динамического пластоиспытателя) в кровельной части скважины У-21 выделен газонасыщенный пласт толщиной 2,2м.

ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине У-21 на абсолютной отметке -402,8м.

Нефтяная часть залежи вскрыта по данным ГИС в 17 скважин (124, 115, У-8, 114, 104, 113, 123, 105, 109, 121, 120, У-21, 103, 107, У-3, 117, У-7), где выделены нефтенасыщенные толщины от 1,4м (скв. У-3) до 17,5м (скв. 105). Опробование, проведенное в скважинах У-7 и У-8, установило промышленную нефтеносность горизонта. В скважине У-7 при опробовании из интервала 420,5-422,5м методом компрессирования получен приток нефти с начальным дебитом 3,1 м³/сут, воды – 0,6 м³/сут. В скважине У-8 при опробовании интервала 416-423м на 5 мм штуцере получен приток нефти с начальным дебитом 3,6 м³/сут.

ВНК принят условно по подошве нефтяного пласта в скважине №109 на абсолютной отметке -437,6м.

Высота газовой части залежи при принятом ГНК составляет 2,2м; высота нефтяной части залежи – 33,4м.

Район скв. №100

Нефтеносность установлена в марте 2020 при опробовании интервала перфорации 488-490м, где получены притоки нефти с водой дебитом 5 м³/сут и 1 м³/сут соответственно. ВНК принят условно по подошве нефтяного пласта на абсолютной отметке -483,3м. Высота нефтяной залежи – 16,4м.

Грабен

По данным бурения скважин, в пределах блока вскрыты отдельные 2 залежи приуроченных к двум сводам, разделенных седловиной. В северо-восточной части блока по данным бурения скважин №110 и 112 вскрыта нефтяная залежь с газовой шапкой. По скв. 110 по результатам обработки материалов ГИС и MDT (модульного динамического пластоиспытателя) в кровельной части скв. 110 выделен газонасыщенный пласт толщиной 4,8м. В скв. №112 по данным ГИС вскрыта газонасыщенный пласт с толщиной 3,5м. ГНК принят на отметке -435,4м. Нефтяная часть пласта обоснована по данным ГИС и опробования в скв. 110 и 112. ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скважине №110 на абсолютной отметке -457,9м.

В районе скв.101 и 122 получила развитие нефтяная залежь. Нефтеносность установлена при опробовании скв.101 в интервале 454-461м, где получен приток нефти с водой дебитом 9,3 м³/сут и 1,7 м³/сут. ВНК принят как наклонный, от -458м (по прямому контакту в скв. 122) до -463м (по подошве нефтяного пласта в скв. 101).

Нефтяной горизонт – II неокомский по данным бурения и опробования разделен на два пласта.

1 пласт. Общая толщина горизонта варьирует от 10,6 до 24,5м в среднем составляя 15,3м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,7 до 12,9м, в среднем составляет 5,3м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 до 9,5м, в среднем 4,3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,32, среднее значение песчанистости составляет 0,33.

I блок

Блок характеризуется обширным распространением зон отсутствия коллекторов, которые вскрыты в скв. 13, У-1, У-8, У-21, 109, 107, У-7. Продуктивная часть вскрыта в скв. 108, У-3, 103, 120, 105, 118, У-5, 113, 106 и 104, где по данным ГИС вскрыты нефтенасыщенные пласты от 0,7м (скв. №113) до 8,3м (скв. №118). Опробование проведено

в скв. У-3, У-5. В скв.У-3 были получены промышленные притоки нефти с водой дебитами 21,4 м³/сут и 4,2 м³/сут на 5мм штуцере из интервалов перфорации 452-454м и 458-462м; в скважине У-5 из интервала 449,5-455,5м на 5мм штуцере получен приток нефти с водой дебитами 15,6 м³/сут и 3,7 м³/сут.

По результатам интерпретации материалов ГИС нефтяные пласты в скв. У-3 выделены до отметки -455,9м, вода выделена с отметки -454,2м. ВНК принят наклонным на абсолютной отметке от -454,2м (кровля водоносного пласта в скв. №104) до -455,9м (подошва нефтеносного пласта в скв. У-3).

Грабен

В пределах грабена выделены 2 отдельные залежи: в районе скв. №110 и 101, 122.

В районе скв.110 по данным ГИС выделяется нефтенасыщенный пласт толщиной 1,2м. ВНК условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скв.110 на отметке -481,8м. Высота залежи 1,2м. В скв. 112 пробуренной в районе скважины №110, по данным ГИС вскрыта зона отсутствия коллектора.

В районе скв.101 по результатам материалов ГИС выделяется нефтенасыщенный пласт толщиной 2,8м. По результатам обработки ГИС в скважине №122 выделен нефтенасыщенный пласт толщиной 6,6м. ВНК принят условно по подошве нефтяного пласта в скважине №101 на отметке -480,6м.

2 пласт. Общая толщина горизонта варьирует от 5,1 до 24,2м в среднем составляя 15,4м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,9 до 10,1м, в среднем составляет 4,6м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,9м до 7,6м, в среднем 4,3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,36, среднее значение песчанистости составляет 0,33.

I блок

В контуре продуктивности пробурено 10 скважин (104, 113, 109, 105, 120, У-21, 103, 107, У-3, 108). Опробование проведено в скв. У-3, У-21. В скв.У-3 были получены промышленные притоки нефти с водой дебитами 32,1 м³/сут и 6,3 32,1 м³/сут на 5мм штуцере из интервала перфорации 474-478м, в скв. У-21, где из интервала 478-479,5; 471-474м получен приток нефти дебитом 12,96 м³/сут на 5мм штуцере.

По результатам интерпретации материалов ГИС нефтяные пласты в скв.№109 выделены до отметки -480м, вода выделена с отметки -475,5м в скв.У-8. ВНК принят наклонным на абсолютной отметке от -475,5м (кровля водоносного пласта в скв.№У-8) до -480м (подошва нефтеносного пласта в скв.№109).

Высота нефтяной залежи с учетом принятого контакта составляет 5,1-24,2м.

Газонефтяной горизонт Ю-1

Общая толщина горизонта варьирует от 8,8 до 27,5м в среднем составляет 15,5м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,8 до 13,3м, в среднем составляя 4,96м, из них газонасыщенная толщина изменяется от 2,4 до 5,5м, в среднем составляет 4,2м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 12,0м, в среднем 4,7м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,83, среднее значение песчаности составляет 0,33.

I блок

Блок характеризуется значительным распространением по площади зон отсутствия коллекторов, вскрытых в скв. 13, У-1, У-8, 114, 123, 106, У-5, 122, 111, У-3, У-7. В пределах блока вскрыта нефтяная залежь с газовой шапкой. Газонасыщенность предполагается по результатам интерпретации материалов ГИС в скв. У-21, 105, 118 и МДТ в скважине У-21. По разрезу ГНК условно принят по подошве газового пласта в скв. №105 на абсолютной отметке -567,5м. Высота газовой залежи составляет 8,1м.

Нефтяная часть вскрыта бурением скв. 104, 113, 109, 105, 103, 107 и 108, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора от 1,4м до 12м. Продуктивность доказана опробованием пластов в скв. №№107, 108 и 109. При опробовании в скв. №107, получен приток нефти с водой дебитом 12,2 м³/сут и 1,8 м³/сут. В 2023г в марте месяце скважина №108 была испытана в интервале 591,5-596,5м, где получен приток нефти и воды дебитом 32,8 м³/сут и 4 м³/сут соответственно. Скважина №109 была испытана в интервале 590-593м, где получен дебит нефти и воды 6,8 м³/сут и 6,2 м³/сут соответственно. ВНК условно принят по подошве нефтеносного пласта в скв. №108 на абсолютной отметке -592,2м. Высота нефтяной залежи составляет 25м.

Нефтяной горизонт Ю-II

Общая толщина горизонта варьирует от 24,8 до 63,7м в среднем составляет 31,3м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,9 до 26,6м, в среднем составляет 7,1м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,3 до 7,2м, в среднем 3,6м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,5, среднее значение песчаности составляет 0,23.

I блок

В контуре нефтеносности вскрыт бурением 5 скважин (скв. 118, 122, 120, 103, 111), где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора с толщинами от 1,3м до 5,1м.

ВНК принят наклонным от -599,5м (кровля водоносного пласта в скв. №106) до -601,4м (подошва нефтеносного пласта в скв. №103). Высота залежи с учетом ВНК составляет 3,3-5,2м.

Грабен

В контуре продуктивности пробурено скважина №101, нефтенасыщенной толщиной по материалам ГИС 7,2м. ВНК принят условно по подошве нефтяного пласта в скважине №101 на абсолютной отметке -645,5м. Высота нефтяной залежи – 17,0м.

Нефтяной горизонт Ю-III

Общая толщина горизонта варьирует от 10,6 до 60,4м в среднем составляет 37,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,0 до 51,6м, в среднем составляя 20,4м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 5,7 до 29,3м, в среднем 15,9м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 6,0, среднее значение песчаности составляет 0,47.

I блок

В контуре нефтеносности пробурено 16 скважин (скв. У-8, 118, 106, 104, 113, У-5, 122, 105, 109, У-21, 120, 107, 103, 111, У-3, 108).

Продуктивность установлена опробованием в скважинах У-3, У-5, У-8, У-21, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 113 максимальный начальный дебит нефти на 5 мм штуцере получен в скважине У-21 и составил 33,98 м³/сут, при небольшом содержании воды – 1,4 м³/сут. Скв.№113, пробуренная в 2020г в процессе разработки обводнилась, водонасыщенная толщина 2,0м считалась как нефтенасыщенная.

При опробовании в новой скважине №118 методом фонтанирования при 7мм штуцере получен нефть в V=63мЗ.

ВНК принят наклонным от -649м (кровля водоносного пласта в скв.№106) до -654,4м (подошва нефтенасыщенного пласта в скв.У-8). Высота нефтяной залежи составляет 43,9-49,3м.

По результатам интерпретации материалов ГИС в скв.№122 выделен газовый коллектор с толщиной 1,1м. ГНК принят по подошве газового пласта в скв.№122 на абсолютной отметке -604,5м.

Нефтяной горизонт Ю-IV

Общая толщина горизонта варьирует от 8,5 до 34,3м в среднем составляет 18,6м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,0 до 21,4м, в среднем составляет 9,7м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 до 7,6м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,57, среднее значение песчаности составляет 0,60.

I блок

В контуре продуктивности пробурены 2 скважины (№№103,122) с нефтенасыщенными толщинами от 3,7м до 7,6м. По данным ГИС и опробованием скважины №122 в интервалах 654-658м, 659,5-663м при 5мм штуцере были получены

дебиты нефти и воды 14,2 м³/сут и 1,0 м³/сут соответственно.

ВНК принят по контакту нефть-вода на отметке -651,4м в скважине №103. Высота залежи 3,7м.

Грабен

В грабене пробурена скважина №101. Продуктивность установлена по данным ГИС и опробованием скважины №101, где при опробовании интервала 694,5-696,5м получен приток нефти с водой 1,9 м³/сут и 2,5 м³/сут, соответственно.

ВНК принят по контакту нефть-вода в скважине №101 по контакту нефть-вода на абсолютной отметке -692,5м. Высота нефтяной залежи – 2,4м.

Нефтяной горизонт Ю-VII

Общая толщина горизонта варьирует от 14,8 до 30,5м в среднем составляет 23,0м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,1 до 16,5м, в среднем составляет 6,0м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,5м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,33, среднее значение песчанистости составляет 0,26.

I блок

В контуре нефтеносности пробурена скважина №101. По данным материалов ГИС толщина нефтенасыщенного пласта 4,5м.

В новой пробуренной скважине №122 отсутствует коллектор, что привело к уменьшению площади нефтеносности.

ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №101 на отметке -775,4м. Высота нефтяной залежи составляет 23,м.

Площадь нефтеносности горизонта в целом составляет 99,3 тыс. м².

Нефтяной горизонт Ю-VIII

Общая толщина горизонта варьирует от 22,9 до 71,6м в среднем составляет 31,3м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,7 до 20,2м, в среднем составляет 8,0м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 8,5м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,6, среднее значение песчанистости составляет 0,30.

I блок

В контуре нефтеносности пробурена скважина №101. По данным материалов ГИС толщина нефтенасыщенного пласта 8,5м.

ВНК принят по данным материалов ГИС и по данным опробования по контакту нефть-вода в скв.№101 на абсолютной отметке -807,2м. Высота нефтяной залежи составляет 20,9м.

Согласно данным ГИС, разрез скважины №122 является водонасыщенным. В связи

с этим контур и площадь нефтеносности был пересмотрен в сторону уменьшения.

Газонефтяной горизонт Т

По данным сейсмических материалов 3Д продуктивный горизонт с индексом Т стратиграфически приурочен к отложениям верхнего триаса и содержит нефтегазовые залежи. В составе горизонта из-за разности флюидных контактов выделены два продуктивных пласта – 1 и 2, глинистый раздел между пластами составляет 4-10м.

Пласт 1

Общая толщина горизонта варьирует от 7,0 до 16,0м в среднем составляет 11,9м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,0 до 4,4м, в среднем составляет 2,7м, из них эффективная газонасыщенная толщина составляет 1,2м; нефтенасыщенная толщина составляет 3,3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,2, среднее значение песчанистости составляет 0,2. Глубина залегания пласта находится на уровне 1035-1084м.

1 блок

По данным материалов ГИС в контуре продуктивности пробурены скв.У-3 и У-21, скважины 13, У-5, У-8 попали в зону фациального замещения, а скв.У-1 в зону размыва.

Наличие газовой шапки предполагается по данным интерпретации материалов ГИС в скв.У-21, в разрезе которой выделен газонасыщенный пласт толщиной 1,2м.

В нефтяной оторочке опробование проведено в скв.У-3, где из интервала перфорации 1066-1068м получен приток нефти с водой, дебит нефти составил 1,0 м³/сут, воды 1,34 м³/сут. Геофизические исследования, проведенные в скв.У-3 в июле 2013г по определению профиля притока, показали, что работающим интервалом является – 1066.0 – 1068.0м – газ+вода.

Газонефтяной контакт принят по данным ГИС на абсолютной отметке -1040,9м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скважине У-21.

Водонефтяной контакт условно принят по ГИС на абсолютной глубине -1064,6м по подошве нефтяного пласта в скв.У-3.

Высота газовой части залежи составляет 1,2м, высота нефтяной оторочки - 8,4м.

С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 255 тыс.м², площади газовой шапки 129 тыс.м².

Пласт 2

Общая толщина горизонта варьирует от 9,6 до 12,0м в среднем составляет 11,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,0 до 5,2м, в среднем составляет 3,2м, из них эффективная газонасыщенная толщина составляет 1,0м; нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 до 3,3м, в среднем составляет 2,9м. Коэффициент

расчлененности в среднем составляет 2,0, среднее значение песчанистости составляет 0,3. Глубина залегания пласта находится на уровне 1060-1218м.

I блок

По данным материалов ГИС скважины 13, У-7 попали в зону фациального замещения пород, скважина У-8 вскрыла законтурную часть залежи, скв.У-1 оказалась в зоне размыва.

Наличие газовой шапки установлено при опробовании скв.У-21, где из интервала 1064-1068м получен приток чистого газа дебитом 1,690 тыс.м³/сут на 5мм штуцере. ГНК принят на абсолютной отметке -1056,2м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скв.У-21 с учетом результатов опробования.

Нефтяная оторочка опробована в скв.У-3 и У-5. В скв.У-3 при опробовании интервала 1078-1081,5м получен приток нефти с водой в объеме 3,78 м³/сут и 3,72 м³/сут на Нср.дин=763м. Геофизические исследования, проведенные в скв.У-3 в августе 2013г по определению профиля притока в интервале 1048.0 – 1091.6 м показали, что работающими интервалами являются – 1066.0 – 1068.0м – газ+вода, 1081.0 – 1082.7 – нефть.

В скважине У-5 при опробовании интервала 1064-1067,5 м на 5мм штуцере получен приток нефти с водой дебитами 4,2 и 0,5 м³/сут, соответственно.

Водонефтяной контакт принят по ГИС на абсолютной глубине -1075,2м по подошве нефтяного пласта в скв.У-3 с учетом данных опробования указанной скважины, в которой получены притоки нефти.

Высота газовой шапки – 1,0 м, высота нефтяной оторочки – 17,7 м.

С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 604 тыс.м², площадь газовой части залежи составляет 312 тыс.м².

Нефтяной горизонт Т-II

Горизонт стратиграфически выделен в отложениях среднего триаса, к которому приурочена нефтяная залежь, выделенная только в одной скважине У-1, в остальных скважинах горизонт размыт.

Общая толщина горизонта в скважине У-1 составляет 16,1м, эффективная толщина коллектора - 6,4м, эффективная нефтенасыщенная - 2,8м; водонасыщенная – 3,6м, коэффициент расчлененности 2,0; коэффициент песчанистости – 0,4.

Продуктивность горизонта установлена в 2012 г по результатам опробования интервала 1205-1218м в скважине У-1, при повторном испытании этого интервала в 2015г получен приток нефти с водой дебитами 4,7 м³/сут и 4,8 м³/сут.

Геофизические исследования, проведенные в скв.У-1 в декабре 2012г по определению профиля притока, показали, что по данным замеров термометрии и СТИ

отмечается слабый приток нефти из интервала 1205.6 - 1207.6 м и слабый приток воды из интервала 1214.0 - 1217.0 м.

ВНК условно принят на абсолютной отметке –1201м по подошве нефтенасыщенного по ГИС и опробованного пласта в скв.У-1.

Высота залежи с учетом принятого ВНК составила 2,8 м. Площадь нефтеносности - 1389 тыс.м².

Нефтяной горизонт Т-III

Общая толщина горизонта в скважине У-1 составляет 13,2м, общая эффективная толщина коллектора – 11,1м, эффективная нефтенасыщенная -1,2м; водонасыщенная – 9,9м, коэффициент расчлененности 5,0; коэффициент песчаности – 0,84.

Продуктивность горизонта установлена по результатам опробования скважины У-1, в которой из интервала 1257-1260 м получен слабый приток нефти с водой дебитами 0,15 м³/сут и 12,28 м³/сут, соответственно.

При определении профиля притока в скв.У-1, проведенного в ноябре 2012г, из указанного интервала перфорации получен приток воды с незначительным содержанием нефти. Текущий забой негерметичен (по данным термометрии), состав притока из забоя - вода. Плотность – 1,2 г/см³.

ВНК принят на абсолютной отметке –1251,3м по прямому контакту нефть-вода по ГИС и опробованного пласта в скв.У-1.

Высота залежи с учетом принятого ВНК составила 1,8м. Площадь нефтеносности – 1389 тыс.м².

2.3. Состав и свойства нефти, газа и воды

На дату составления настоящего отчета на месторождении после «ПЗ-2020г.» отбор глубинных проб нефти проводился в двух скважинах №110 (гор. I-неоком) и №107 (гор. Ю-I). В целом по результатам сопоставления, замеренные параметры по новым пробам находятся в принятом диапазоне глубинных проб и в рамках данного проекта параметры нефти по данным горизонтам принимаются без изменений. Исследования пластовой нефти проводились в лаборатории пластовых флюидов ТОО «КМГ Инжиниринг» в г.Атырау на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Пробы пластовой нефти отбирались представителями ТОО «Алстрон» и представителями лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг».

В табличном приложении П.2.3.2 - П.2.3.5 представлены результаты анализов пластовой, разгазированной нефти, нефтяного газа и воды.

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химическая характеристика нефти в пластовых условиях представлена следующим количеством исследованных пластовых проб:

I неокомский горизонт: скважины У-8 (2 глуб. пробы), №110 (1 глуб. проба);

II неокомский горизонт: скважины У-3 (4 глуб. пробы), У-21 (1 рекомб. проба);

Ю-I горизонт: скважина №107 (по 1 глуб. проба);

Ю-III горизонт: скважины У-8, №104, №107 (по 1 рекомб. пробе), У-3 (2 глуб. пробы), У-5 (2 глуб. пробы), У-21 (3 глуб. проба), №103 (2 глуб. пробы), №105 (2 глуб. пробы), №109 (2 глуб. пробы), №111 (2 глуб. пробы);

Т-пласт 1 и Т-пласт 2: скважины У-3 (2 глуб. пробы), У-5 (2 глуб. пробы).

В предыдущем отчете «ПЗ-2020г.» для детального анализа была построена PVT модель пластового флюида для горизонтов I и II неоком, Ю-III, Т-пласт 1, Т-пласт 2. Моделирование выполнялось в программе Schlumberger PVTi. Адаптация модели к экспериментальным данным (давление насыщения, данные стандартной сепарации, вязкость) проводилась с помощью: бинарных коэффициентов взаимодействия компонентов пластовых флюидов; $T_{кр}$ и $R_{кр}$ для фракции $C7+$; шифт-параметр для коррекции плотности; параметр V_c и коэффициентов полинома LBC для вязкости.

Параметры пластовой нефти были проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам: по аномальному отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. Были построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание,

плотность пластовой нефти - газосодержание, объемный коэффициент - газосодержание (рис. 2.3.1-2.3.3, 2.3.5-2.3.7).

Пластовая нефть продуктивного горизонта **I неоком** охарактеризована двумя параллельно отобранными пробами из скважины У-8 и одной пробой из скважины №110. Исследованные пробы пластовой нефти, являются качественными согласно контрольным параметрам ОСТ. Согласно исследованиям, газосодержание 3 проб меняется от 12,04 до 14,7 м³/т. Давление насыщения меняется от 3 до 4,6 МПа, в среднем составляя 3,5 МПа. Величина плотности пластовой нефти меняется в диапазоне от 874 до 889 кг/м³ в среднем составляя 883,8 кг/м³, при пластовой температуре 24°С. Величина объемного коэффициента в среднем равна 1,027.

Пластовая нефть продуктивного горизонта **II неоком** охарактеризована четырьмя параллельно отобранными пробами из скважины У-3 и 1 рекомбинированной пробой из скважины У-21 которая была отбракована ввиду низкого газосодержания и других параметров относительно проб из скважины У-3.

Параметры пластовой нефти II неокомского горизонта по 4 глубинным пробам меняется незначительно. Согласно исследованиям, газосодержание меняется от 21,4 до 24,7 м³/т, плотность нефти в пластовых условиях в среднем равна 874 кг/м³, объемный коэффициент 1,046. По II неокомскому горизонту качество исследованных проб в целом принимается как удовлетворительное.

Пластовая нефть горизонта **Ю-I** охарактеризована одной глубиной пробой из скважины №107. Плотность нефти в пластовых условиях равна 857 кг/м³, при пластовой температуре 26,4°С. Давление насыщения пластовой нефти составляет 5,4 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 23,2 м³/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 20,1 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,039.

По горизонту **Ю-III** проведено 18 исследований пластовых проб нефти. Параметры пластовой нефти (объемный коэффициент, давление насыщения, плотность, вязкость) прямо связаны с газосодержанием, значения которых варьирует от 12,3 м³/т по скважине №103 до 28,1 м³/т по скважине У-21.

Дифференциация свойств пластовой нефти по горизонту, в первую очередь – газосодержания, указывает на проблемы с качеством отбора проб, которые связаны с потерей газа при отборе глубинных проб.

Также необходимо отметить, что по глубинным пробам из скважин №103 и №109 получены низкие значения газосодержания (12,3-13,4 м³/т), относительно начальных проб (22,3-28,1 м³/т). При этом объёмный коэффициент у этих проб остался таким же, как и по начальным пробам, с большим газосодержанием. Это является не физичным, т.к. как

упоминалось выше градиент растворимости у всех проб одинаковый. Низкое качество лабораторных данных, возможно связаны с потерей газа при отборе глубинных проб нефти.

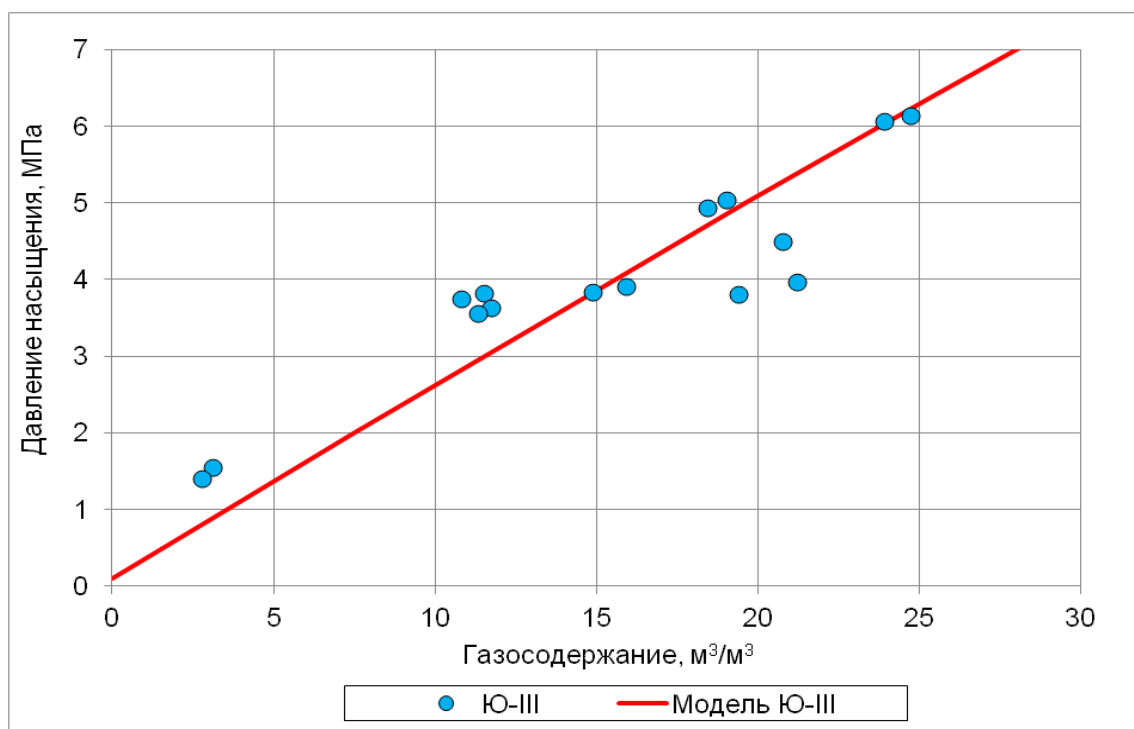


Рис. 2.3.1 – Зависимость давления насыщения от газосодержания

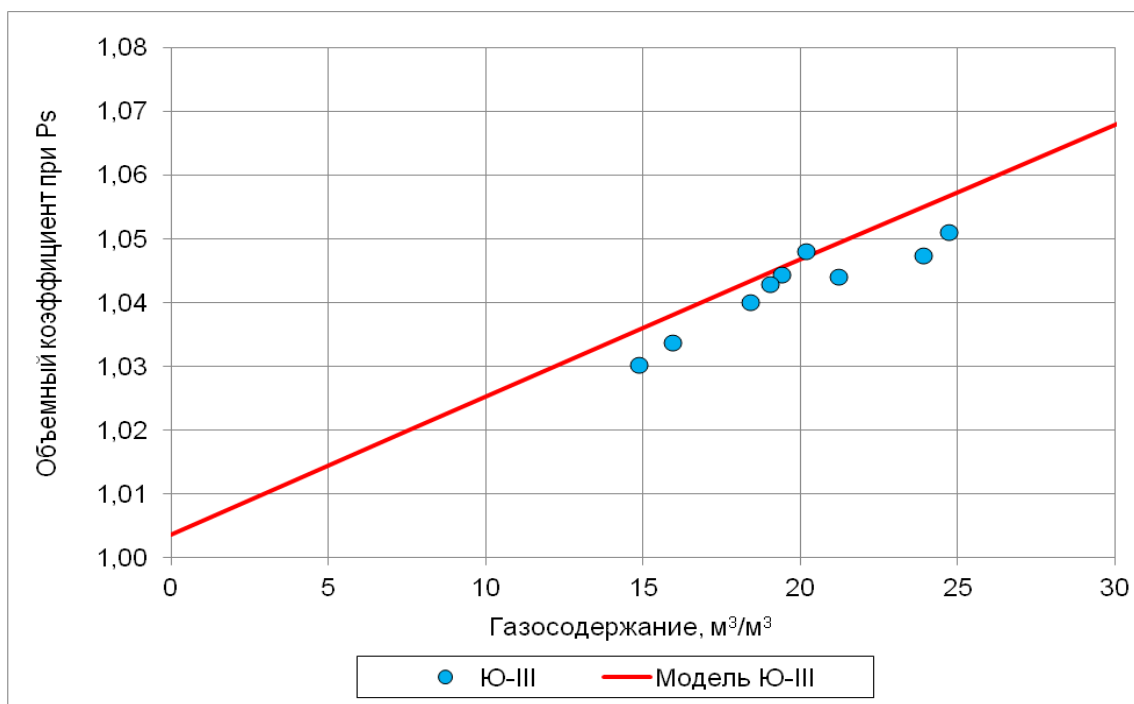


Рис. 2.3.2 – Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания

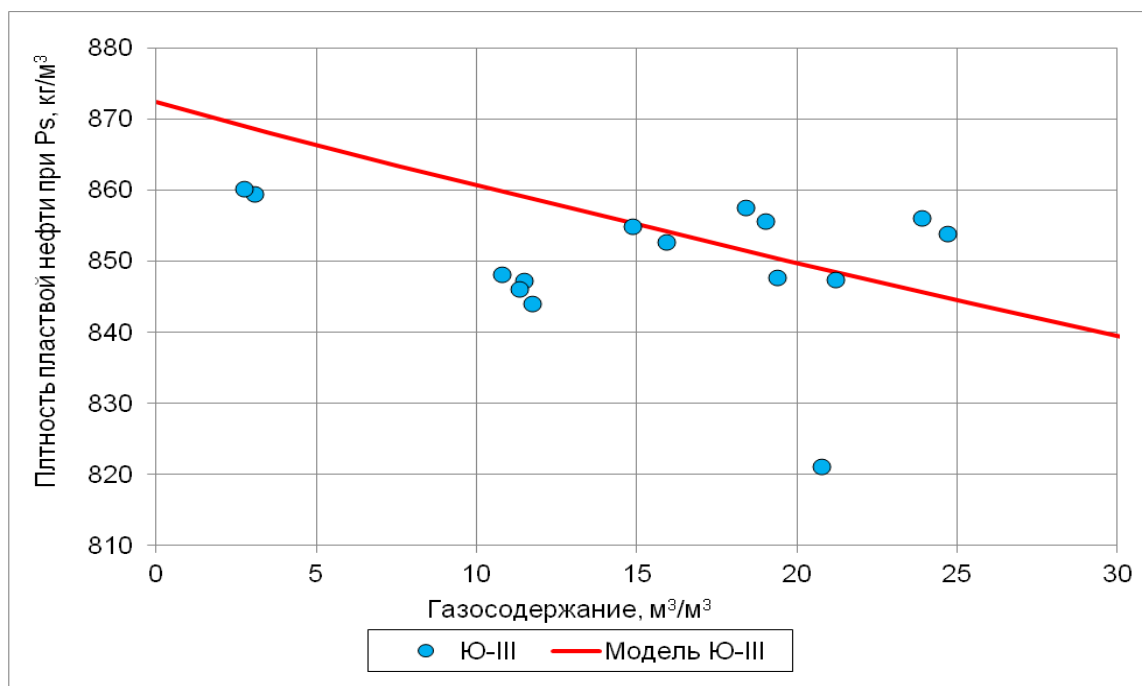


Рис. 2.3.3 – Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

Пластовая нефть верхнего триасового горизонта охарактеризована 4 глубинными пробами нефти, из пластов **Т-пласт 1** и **Т-пласт 2**. Во всех глубинных пробах триасового горизонта зафиксировано низкие значения газосодержания и соответственно давление насыщения, что не характерно для нефтяной залежи с газовой шапкой.

Также при оценке свойств начальной пластовой нефти выявлены проблемы с оценкой пластового давления ($P_{пл}$ 5-7 МПа), которое не соответствует глубине залегания пласта – 1000 м. Рассматриваемые пласты по другим участкам месторождения Уаз Восточный имеют пластовые давления, согласующиеся с гидростатическим на глубину залегания пласта. В связи с этим за начальное пластовое давление для пластов **Т-пласт 1** и **Т-пласт 2** месторождения Уаз Восточный принято гидростатическое давление, на глубину залегания. Это значение давления также было подтверждено в результате гидродинамических исследований скважины У-21 месторождения Уаз Восточный (интервал перфорации 1064-1068, 1076-1079 м). Заключение исследования ГДИС по скважине приведены ниже в конце раздела описания свойств пластовой нефти.

В триасовом горизонте залегает пластовая нефть с газовой шапкой (рис. 2.3.4), поэтому нефть на глубине ГНК должна находиться в насыщенном состоянии. Все пробы нефти в такой залежи будут подвержены процессам разгазирования при их отборе. Начальные свойства пластовой нефти, ввиду небольшой мощности триасового горизонта, должны приниматься согласно насыщенному состоянию флюида. Поэтому состав и свойства пластовой нефти были восстановлены с использованием выявленной взаимосвязи

параметров флюида (рис.2.3.5-2.3.7). Давление насыщения принято равным начальному пластовому давлению - 10,1 МПа.

Газосодержание определено из полученной зависимости давления насыщения от газосодержания на уровне 137,8 м³/т. Таким же образом, по зависимости объёмного коэффициента от газосодержания, проведена оценка объёмного коэффициента. Эти параметры использовались для настройки созданной на основе математической рекомбинации состава насыщенного пластового флюида модели.

Учитывая вышеизложенное, параметры пластовой нефти для горизонтов Т-пласт 1, Т-пласт 2 принимаются по построенной PVT модели (табл.2.3.1). Газосодержание принято на уровне 135,7 м³/т, пересчетный коэффициент 0,752. В дальнейшем рекомендуется особое внимание уделить изучению пластовой смеси триасовых горизонтов и произвести PVT исследования при соответствующей пластовой температуре и давлении данных пластов.

Таблица 2.3.1 – Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонтам Т-1 пласт и Т-2 пласт.

Горизонт	Т-пласт 1 и Т-пласт 2		
	Экспериментальные данные	Расчеты по модели	Отклонение, %
Пластовое давление, МПа (по ГДИС)	10,17	10,17	0,0
Пластовая температура, °С	37,7	37,7	0,0
Давление насыщения, МПа (восстановленное)	10,1	10,1	0,0
Газосодержание, м ³ /м ³ (по графику)	110	108,4	1,5
Газосодержание, м ³ /т (по графику)	137,8	135,7	1,5
Объёмный коэффициент, (по графику)	1,320	1,330	-0,8
Динамическая вязкость, МПа*с (по графику)	0,7	0,7	0,0
Плотность сепарированной нефти, г/см ³	0,799	0,799	0,0

**Заключение по результатам гидродинамических исследований скважины У-21 месторождения Уз
Восточное, (интервал перфорации 1064-1068м, 1076-1079м). Исполнитель: ТОО «АЛСТРОН».**

После графоаналитической обработки результатов исследований определены следующие параметры:

- *Тип течения в пласте* радиальное
- *Модель течения в пласте* радиальный гомогенный пласт
- *Проницаемость* 0.096 мД
- *Скин-фактор* -2.73
- *Интерполированное пластовое давление на глубину спуска прибора 1064 м* 103.77 кг/см²
- *Интерполированное пластовое давление на ВДП 1066 м* 103.75 кг/см²
- *Забойное давление при режимах:*

Режим	Диаметр штуцера, мм	Рзаб на глубину спуска прибора, кг/см ²	Рзаб ВДП, кг/см ²	Дебит, м ³ /сут	Обводненность, %
КВД	5	14.45	14.43	1690	0.0
1	5	17.98	17.96	1667	0.0
2	3	19.40	19.38	1656	0.0

Расчет производился на глубину 1066.0 м.

Отрицательный скин-фактор говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.

Режим течения к скважине радиальный. При радиальном режиме течения линии тока направлены к круговому цилиндру (Рисунок 6).

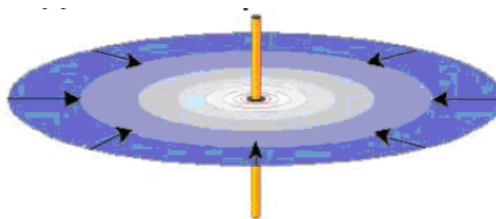


Рисунок 6. Радиальный режим течения

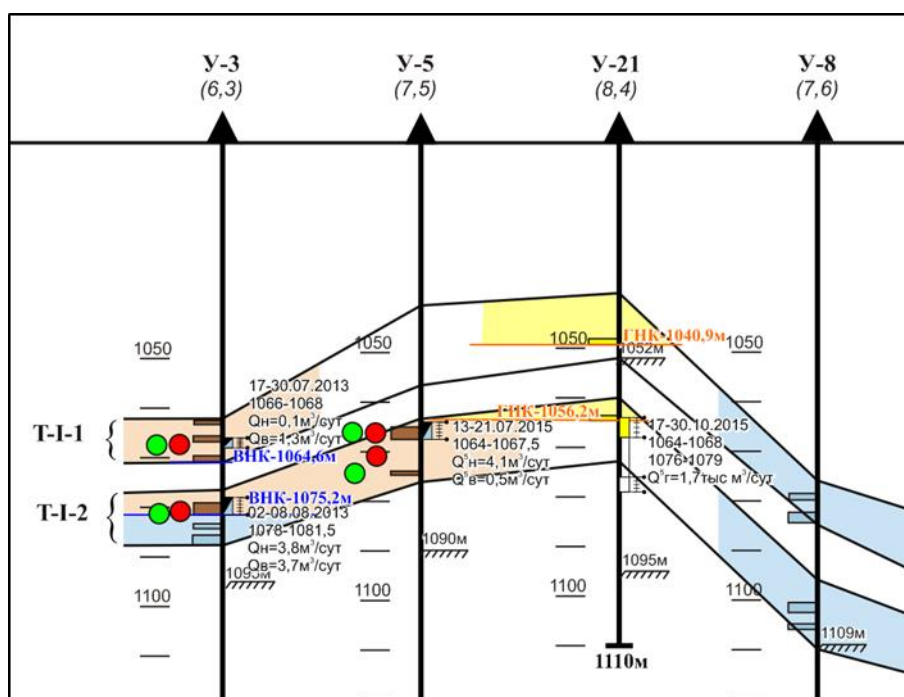


Рис. 2.3.4 – Схематичный рисунок корреляции части пласта триасового горизонт

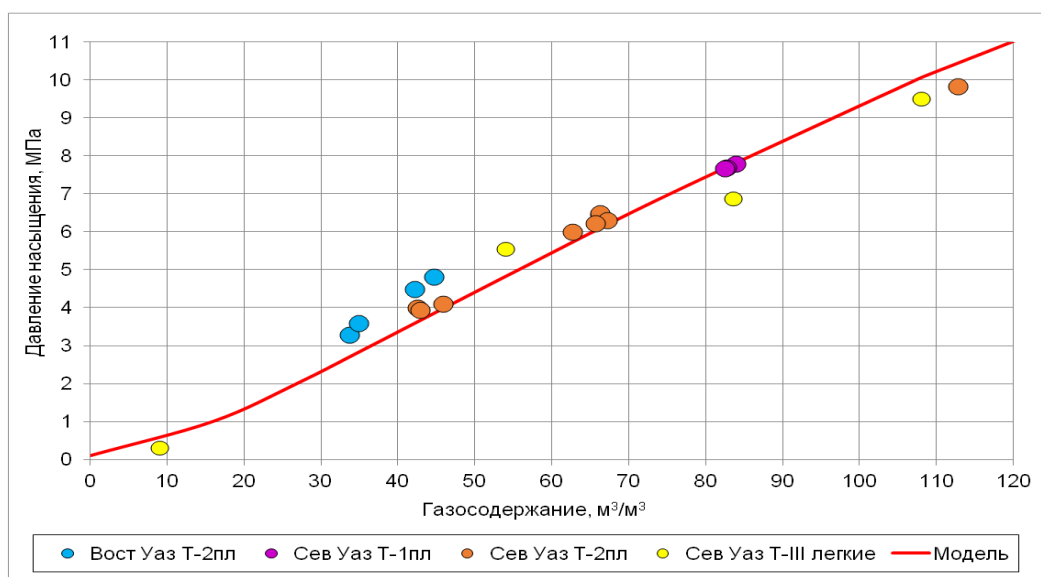


Рис. 2.3.5 – Зависимость давления насыщения от газосодержания

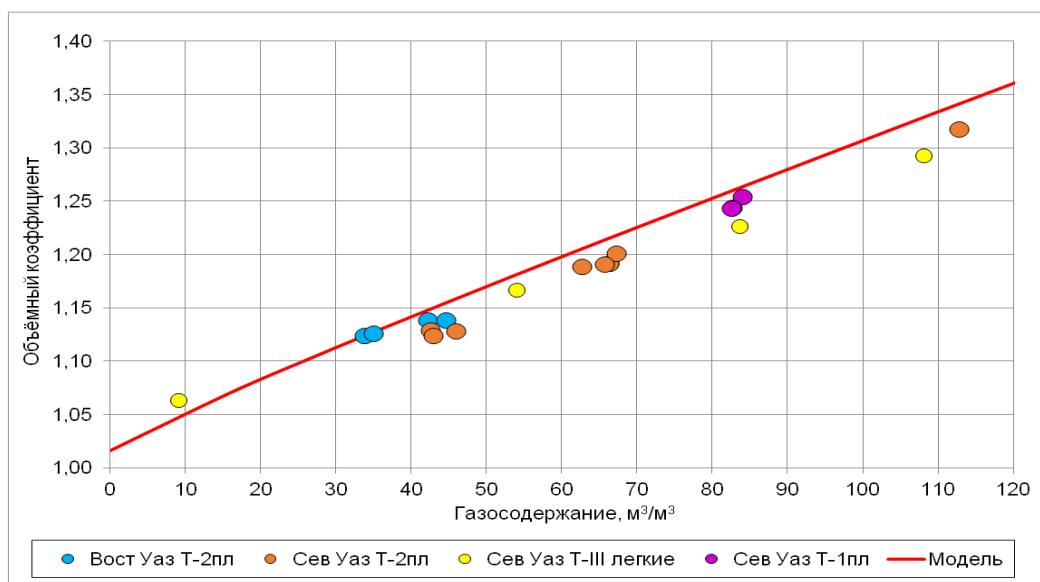


Рис. 2.3.6 – Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания

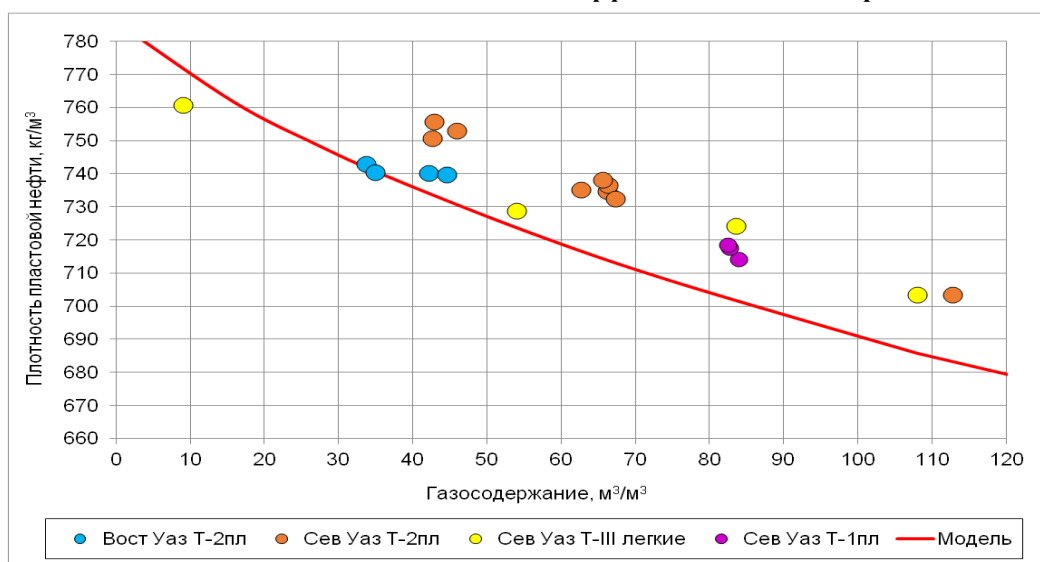


Рис. 2.3.7 – Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Наименование		I-неоком				II-неоком				Ю-I				Ю-III				Т-1 пл. и Т-2 пл.			
		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
а) Нефть																					
Пластовое давление	МПа	2	3	4,3-4,8	4,5	4	4	4,8-5,6	5,2	1	1	6,4	6,4	9	16	5,2-7,1	6,5	2	4	*10,17	*10,17
Давление насыщения	МПа	2	3	3-4,6	3,5	4	4	4,6-4,6	4,6	1	1	4,6	4,6	9	16	3,6-6,1	4,4	2	4	*10,1	*10,1
Газосодержание	м³/т	2	3	12,0-14,7	13,0	4	4	21,4-22,7	22,7	1	1	23,2	23,2	9	16	12,3-28,1	20,2	2	4	*135,7	*135,7
Газовый фактор при сепарационном тесте в рабочих условиях	м³/т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P1= МПа	T1=°C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P2=	T2=	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P3=	T3=	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P4=	T4=	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P5=	T5=	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Суммарный газовый фактор	м³/т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность пластовой нефти	кг/м³	2	3	874-889	883,8	4	4	864,4-884,3	874,5	1	1	857	857	9	16	825,5-861	851,2	2	4	740,6-756	747,2
Вязкость	мПа*с	2	3	31,1-62,5	50,6	4	4	31,1-37,2	34,2	1	1	20,1	20,1	9	16	10,4-24,4	15,8	2	4	*0,7	*0,7
Объёмный коэффициент при стандартной сепарации	д.ед.	2	3	1,024-1,029	1,027	4	4	1,039-1,051	1,045	1	1	1,039	1,039	9	16	1,023-1,071	1,044	2	4	*1,330	*1,330
Температура насыщения парафином	°C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пластовая температура	°C	2	3	22,3-27,4	24,0	4	4	22,8-22,9	22,8	1	1	26,4	27,4	9	16	26-29,4	28,2	2	4	37,6-37,7	37,7

*-параметры пластовой нефти приняты по результатам PVT модели.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 44 анализам из продуктивных горизонтов: I-неоком, II-неоком, Ю-I, Ю-III, Т-пл.1, Т-пл.2.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях представлены в таблице 3.2.3.

По **I неокомскому** продуктивному горизонту было исследовано 8 проб из скважин У-7 и У-8. Нефть тяжелая, плотность нефти в среднем составляет 905 кг/м^3 , кинематическая вязкость при 20°C – $129,5 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $27,6 \text{ мм}^2/\text{с}$. Нефть горизонта малосмолистая, содержание смол силикагелевых – 12,7%, малосернистая – 0,20% и малопарафинистая – 0,84%, асфальтены – отс. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C – 22%.

Продуктивный **II неокомский** горизонт охарактеризован 6 пробами. Плотность нефти меняется от 896 до 903 кг/м^3 в среднем составляя 901 кг/м^3 . Кинематическая вязкость при температуре 20°C меняется в пределах от 82,5 до $104,4 \text{ мм}^2/\text{с}$, в среднем составляя $96,9 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $22,3 \text{ мм}^2/\text{с}$. Нефть тяжелая, малосмолистая, малосернистая, малопарафинистая. Содержание смол силикагелевых в среднем равно 10,3%; серы – 0,2%; парафина – 0,74%. Содержание асфальтенов отсутствует. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C достигает в среднем – 22,5%.

Пластовая нефть **Ю-I** горизонта исследована по 1 пробе из скважины №107. Плотность нефти составила 878 кг/м^3 , кинематическая вязкость при 20°C – $45,1 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $11,8 \text{ мм}^2/\text{с}$. Нефть горизонта малосмолистая, содержание смол силикагелевых – 12,7%, малосернистая – 0,15% и малопарафинистая – 1,25%, асфальтены – отсутствуют. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C – 27%.

Продуктивный горизонт **Ю-III** охарактеризован 25 пробами. Плотность нефти меняется от 870 до 882 кг/м^3 в среднем составляя 877 кг/м^3 . Кинематическая вязкость при температуре 20°C в среднем составляет $44,9 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $13,5 \text{ мм}^2/\text{с}$. Нефть тяжелая, малосмолистая, содержание смол силикагелевых в среднем – 9,2%; малосернистая – 0,11%; малопарафинистая – 0,82%. Асфальтены отсутствуют. Выход светлых фракций, выкипающих при температуре 300°C достигает в среднем – 27,2%.

Нефть продуктивного **Т-пласт 1** и **Т-пласт 2** горизонта исследована по 4 пробам.

По показателю плотности нефть относится к особо легкой нефти, в среднем составляя по горизонту $800,3 \text{ кг/м}^3$ при диапазоне изменения от 798 до 805 кг/м^3 .

Нефть малосмолистая, суммарное содержание смол колеблется в пределах 4,27 - 4,53%, в среднем составляя 4,37%. По содержанию серы нефть относится к малосернистым, концентрации серы в нефти в среднем составляет 0,14% масс. Нефть малопарафинистая,

величина парафина в среднем составляет 0,46%. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна – 3,4 мм²/с, при 50°C – 1,89 мм²/с.

Нефть горизонтов **Т-II** и **Т-III** из скважины У-1 характеризуется как легкая, плотность нефти составляет 844 и 843 кг/м³ соответственно. Кинематическая вязкость при температуре 20°C составляет 19,69 мм²/с, при 50°C – 6,4 и 7,2 мм²/с соответственно горизонту Т-II и Т-III. Содержание общей серы в среднем равна 0,42%, нефть относится к 1 классу малосернистой нефти. По содержанию смол – 14,6% нефть смолистая. Содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в нефти составляет в среднем 2,45 %, нефть парафинистая.

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

		I-неоком				II-неоком				Ю-I				Ю-III				Т-1 пл. и Т-2 пл.			
		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
Кинематическая вязкость, мм²/с , при 20°С		3	9	58,6-133,1	121,6	3	6	82,5-104,4	96,9	1	1	45,1	45,1	10	25	33,7-59,5	44,9	2	3	3,01-4,18	3,4
при 50°С		3	9	16-28,3	26,3	3	6	19,9-23,4	22,3	1	1	13,3	13,3	10	25	10,8-13,5	13,5	2	3	1,7-2,2	1,9
Температура застывания, °С		3	9	-20 - -63	-24,3	3	6	-20 - -42	-26,8	1	1	-69	-69	10	25	-20 - -69	-26,4	2	3	-18 - -20	-19
Температура вспышки, °С		3	9	77-93	86	3	6	43-104	83,7	1	1	33	33	10	25	37-96	63,5	2	3	-7	-7
Содержа ние, %	Серы	3	9	0,15-0,21	0,20	3	6	0,17-0,22	0,20	1	1	0,15	0,15	10	25	0,06-0,17	0,11	2	3	0,03-0,30	0,14
	Смолы	3	9	11,8-14,8	12,6	3	6	8,97-12,1	10,3	1	1	11,8	11,8	10	25	5,7-11,8	9,2	2	3	4,27-4,5	4,37
	Асфальтенов	3	9	отс.	отс.	3	6	отс.	отс.	1	1	отс.	отс.	10	25	отс.	отс.	2	3	отс.	отс.
	Парафинов	3	9	0,15-1,27	0,88	3	6	0,1-1,24	0,7	1	1	1,25	1,25	10	25	0,15-1,33	0,8	2	3	0,26-0,84	0,46
Фракционный состав, %	НК	3	9	205-230	222,8	3	6	210-225	219	1	1	180	180	10	25	170-220	207,4	2	3	68-70	69,3
	до 150 °С	3	9	не опред.	не опред.	3	6	не опред.	не опред.	1	1	не опред.	не опред.	10	25	не опред.	не опред.	2	3	12.-14	13
	до 200 °С	3	9	не опред.	не опред.	3	6	не опред.	не опред.	1	1	2	2	10	25	3	3	2	3	24-25	24,7
	до 300 °С	3	9	20-23	21,6	3	6	18-26	22,5	1	1	27	27	10	25	21-33	27,16	2	3	56-58	57
Плотность нефти, кг/м³		3	9	883,7-906,3	902,4	3	6	895,7-903	900,8	1	1	878	878	10	25	869,9-882	876,6	2	3	798-804,8	800,3

Продолжение таблицы 2.3.3

		Т-II				Т-III			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб			скв	проб		
Кинематическая вязкость, мм ² /с , при 20°С		1	1	19,69	19,69	1	1	19,69	19,69
при 50°С		1	1	7,2	7,2	1	1	6,4	6,4
Температура застывания, °С		1	1	-36	-36	1	1	-12	-12
Температура вспышки, °С		1	1	-23	-23	1	1	3	3
Содержан ие, %	Серы	1	1	0,47	0,47	1	1	0,38	0,38
	Смолы	1	1	14,6	14,6	1	1	14,6	14,6
	Асфальтенов	1	1	отс.	отс.	1	1	отс.	отс.
	Парафинов	1	1	2,1	2,1	1	1	2,8	2,8
Фракцион ный состав, %	НК	1	1	56	56	1	1	75	75
	до 150 °С	1	1	13	13	1	1	10	10
	до 200 °С	1	1	24	24	1	1	23	23
	до 300 °С	1	1	45	45	1	1	45	45
Плотность нефти, кг/м ³		1	1	844	844	1	1	843	843

Компонентный состав и свойства растворенного газа

Всего по месторождению исследовано 33 проб газа разгазирования. Компонентный состав выделившегося газа, разгазированной нефти определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» согласно стандарту «ASTM D2887-2008. Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования приведены в таблице 2.3.4.

I неокомский горизонт. Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по 3 анализам из скважин У-8 и №110. Основными компонентами газа являются метан – 94,9%, этан – 0,62% и пропан – 0,65%. Растворенный газ является сухой, содержание C_2 +высшие ниже <5% (2,28%). Углекислый газ и азот присутствуют в среднем – 0,2 и 2,6% соответственно. Относительная плотность газа по воздуху 0,588 доли ед. Сероводород в составе растворенного газа отсутствует. Потенциальное содержание: C_2 – 7,8 г/м³, C_3 – 11,9 г/м³, C_4 – 12,5 г/м³.

II неокомский горизонт. Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по 7 анализам. Основными компонентами газа являются метан – 95,9%, этан – 0,31% и пропан – 0,11%. Растворенный газ является сухой, содержание C_2 +высшие ниже <5% (0,75%). Углекислый газ и азот присутствуют в среднем – 0,13 и 2,62% соответственно. Сероводород в составе растворенного газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,579 доли ед. Потенциальное содержание: C_2 – 3,8 г/м³, C_3 – 1,94 г/м³, C_4 – 2,14 г/м³.

Ю-I горизонт. Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по 1 пробе газа. Содержание метана – 96,8%, этан – 0,97% и пропан – 0,44%. Растворенный газ является сухой, содержание C_2 +высшие ниже <5% (1,9%). Содержание углекислого газа и азота составляет – 0,13 и 1,2% соответственно. Сероводород в составе растворенного газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,579 доли ед. Потенциальное содержание: C_2 – 12,1 г/м³, C_3 – 8,1 г/м³, C_4 – 4,2 г/м³.

Компонентный состав продуктивного горизонта **Ю-III** растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по 18 анализам.

Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 94,4%. Растворенный газ является сухой, содержание C_2 +высшие ниже <5% (3,6%). Из углеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,77 и 0,33%, соответственно. Сероводород в составе растворенного газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,590 доли ед. Потенциальное содержание: C_2 – 34,7 г/м³, C_3 – 4,8 г/м³, C_4 – 4,5 г/м³.

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства продуктивного горизонта **Т-пласт 1** и **Т-пласт 2** изучены по 4 анализам. Основными

компонентами газа являются метан – 61,6%, этан – 15,4% и пропан – 10,8%. Растворенный газ является высокожирным, содержание C_2 +высшие >25% (38,2%). Углекислый газ и азот присутствуют в среднем 0,06 и 0,14% соответственно. Сероводород в составе растворенного газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,943 доли ед.

Потенциальное содержание: C_2 – 192,2 г/м³, C_3 – 197,2 г/м³, C_4 – 196,1 г/м³.

Выводы и рекомендации:

Меловые горизонты изучены слабо, что не позволяет судить о каком-либо поведении пластовой системы, поэтому в дальнейшем рекомендуется произвести отбор и комплексный лабораторный анализ глубинных проб нефти, согласно требованиям по контролю за процессом разработки.

Проведенное количество и качество лабораторных исследований пластовых проб нефти юрского горизонта Ю-III удовлетворительное.

При выполнении «ПЗ-2020г.» в свойствах пластовой нефти триасового горизонта Т-пл.1 и Т-пл.2 зафиксировано низкие значения газосодержания и соответственно давление насыщения, что не характерно для нефтяной залежи с газовой шапкой. В ходе анализа было принято решение восстановить флюид в насыщенное состояние в связи присутствием газовой шапки в горизонте. Исходя из этого в дальнейшем, рекомендуется уделить внимание изучению пластовой смеси триасовых горизонтов и произвести PVT исследования при соответствующей пластовой температуре и давлении данных пластов.

Таблица 2.3.4 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)

Наименование	I-неоком				II-неоком				Ю-I			
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях	
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	2,6	-	-	-	0,13	-	-	-	0,13	-	-	-
Азот+редкие	0,2	-	-	-	2,62	-	-	-	1,2	-	-	-
Метан	94,9	-	-	-	95,9	-	-	-	96,8	-	-	-
Этан	0,62	-	-	-	0,31	-	-	-	0,97	-	-	-
Пропан	1,46	0	-	-	0,11	0,003	-	-	0,44	0,055	-	-
Изо-бутаны	0,2	0	-	-	0,04	0,002	-	-	0,08	0,015	-	-
Норм.бутаны	0,68	0	-	-	0,05	0,008	-	-	0,09	0,042	-	-
Изопентан	0,115	0	-	-	0,030	0,005	-	-	0,085	0,008	-	-
Норм.пентан	0,115	0	-	-	0,036	0,008	-	-	0,045	0,003	-	-
Гексаны	0,134	0,037	-	-	0,082	0,058	-	-	0,139	2,502	-	-
Гептаны	0,111	0,066	-	-	0,062	0,086	-	-	0,01	1,374	-	-
Остаток (C ₈ +высшие)	0,022	78,6	-	-	0,005	99,8	-	-	0,003	100,0	-	-
Молекулярная масса	17,1	302,6	-	-	16,9	299,6	-	-	16,7	267	-	-
Молекулярная масса остатка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м ³	0,588	-	-	-	0,579	-	-	-	0,579	-	-	-
Отн. плотность газа по воздуху	0,708	-	-	-	0,698	-	-	-	0,697	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.4

Наименование	Ю-III				Т пл.1 - Т пл. 2			
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях	
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,33	-	-	-	0,06	-	-	-
Азот+редкие	1,77	-	-	-	0,14	-	-	-
Метан	94,43	-	-	-	61,6	-	-	-
Этан	2,78	-	-	-	15,4	-	-	-
Пропан	0,26	0,018	-	-	10,8	0,12	-	-
Изо-бутаны	0,13	0,023	-	-	3,6	0,41	-	-
Норм.бутаны	0,05	0,037	-	-	4,5	0,70	-	-
Изопентан	0,107	0,038	-	-	1,497	1,17	-	-
Норм.пентан	0,037	0,025	-	-	1,114	1,20	-	-
Гексаны	0,073	0,064	-	-	0,969	3,59	-	-
Гептаны	0,063	0,190	-	-	0,325	7,47	-	-
Остаток (C ₈ +высшие)	0,007	100	-	-	0,009	100	-	-
Молекулярная масса	17,1	275,9	-	-	27,1	177,0	-	-
Молекулярная масса остатка	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м ³	0,59	-	-	-	0,943	-	-	-
Отн. плотность газа по воздуху	0,711	-	-	-	1,136	-	-	-

Физические свойства и химический состав подземных вод

На месторождении было отобрано и исследовано 13 проб воды из меловых и юрских отложений. Из I неокомского горизонта отобраны 2 пробы воды (скв. У-7, 101), II неокомского горизонта - 4 пробы воды (скв. У-3), из горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-III - 6 проб воды (скв. 109, 103, У-8, 107, 113), из триасового горизонта Т-I - 1 проба (скв. У-1). Физико-химические исследования проб воды проводились в лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг». В таблице 2.3.5 приведены диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовых водах, плотность воды, общая минерализация, pH и т.д.

По результатам лабораторных исследований пластовые воды неокомских, юрских и триасовых отложений месторождения Уз Восточный по классификации В.А.Сулина представляют собой рассолы хлоркальциевого типа. Низкое содержание микрокомпонентов исключает подземные воды из числа промышленных.

Общая минерализация вод **I неокомского** горизонта в среднем составляет 200,6 г/дм³, плотность пластовой воды варьирует от 1126 до 1148 кг/м³. Среда вод слабокислая, pH среда = 5,6-6,3. Вода жесткая, величина общей жесткости воды достигает 294 мг-экв/дм³. Микрокомпонентный состав в пластовой воде представлен незначительным содержанием йода – 0,3-3,4 мг/дм³, брома – 3,05-156,8 мг/дм³.

Общая минерализация вод **II неокомского** горизонта меняется от 192,6 до 195,8 г/дм³, в среднем составляя 194,1 г/дм³. Плотность пластовой воды в среднем равна 1130 кг/м³. Среда вод кислая, pH среда = 3 – 6,3. Вода жесткая, величина общей жесткости достигает до 318,7 мг-экв/дм³.

Общая минерализация пластовых вод юрских горизонтов **Ю-I и Ю-II** составляет по единичным пробам воды 217,4 и 202,7 г/дм³. Удельная плотность воды составляет 1141,2-1137,9 кг/м³соответственно. pH среда вод кислая = 4,4-4,3. Воды жесткие, общая жесткость вод составляет 379,9 – 272,4 мг-экв/л.

Величина общей минерализации пластовых вод юрского горизонта **Ю-III** меняется в диапазоне от 194,9 до 235,4 г/дм³, в среднем составляя 223,3 г/дм³. Удельная плотность воды меняется от 1129 до 1159,5 кг/м³. pH среда вод кислая = 5,7-6,5. Воды жесткие, общая жесткость вод достигает до 321,2 мг-экв/л.

По результатам химического анализа пластовой воды триасового горизонта **Т-I** (скв. У-1), удельная плотность воды составила 1162 кг/м³, величина общей минерализации – 249 г/дм³. pH среда вод нейтральная равная 7,1. Общая жёсткость равна 338,3 мг-экв/л. Содержание микрокомпонентов в водах невысокое, содержание йода равно 8,95 мг/л, брома – 172 мг/л, стронция – 72 мг/л, бор – 7,8 мг/л.

Таблица 2.3.5 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Характеристика и содержание		I-неоком				II-неоком				Ю-I				Ю-II			
		Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Содержание ионов, мг/дм³	Cl⁻	2	2	116679-128256	122467,2	1	4	118167-120014	118994	1	1	126476	126476	1	1	123895,6	123895,6
	SO₄²⁻	2	2	0-649	324	1	4	0-<9	<9	1	1	отс.	отс.	1	1	170	170
	HCO₃⁻	2	2	40-189	114,5	1	4	13,6-73	40,9	1	1	15,25	15,25	1	1	13,6	13,6
	Ca²⁺	2	2	2204-3006	2605	1	4	3056-3507	3344	1	1	4008	4008	1	1	2930,85	2930,85
	Mg²⁺	2	2	1642-1763	1702,5	1	4	1550-2006,4	1846,6	1	1	2188,8	2188,8	1	1	1535,2	1535,2
	Na⁺+K⁺	2	2	68932-77936	73434	1	4	68989-71000	69881	1	1	84675,6	84675,6	1	1	74197,54	74197,54
Содержание металлов, мг/дм³	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание, мг/100г:	бора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	йода	2	2	0,3-3,36	1,83	-	-	-	-	1	1	2,94	2,94	-	-	-	-
	брома	2	2	3,05-156,8	79,9	-	-	-	-	1	1	106,08	106,08	-	-	-	-
	оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание сероводорода, мг/100г		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость, мг-экв/дм³		2	2	245-294	269,9	1	4	279,9-339,9	318,7	1	1	379,9	379,9	1	1	272,4	272,4
Суммарная минерализация, г/дм³		2	2	190,4-210,9	200,6	1	4	192,6-195,8	194,1	1	1	217,4	217,4	1	1	202,7	202,7
Плотность, кг/м³		2	2	1126-1148	1137	1	4	1129,1-1130,6	1129,8	1	1	1141,2	1141,2	1	1	1137,9	1137,9
Вязкость, мПа·с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тип воды		2	2	ХК	ХК	1	4	ХК	ХК	1	1	ХМ	ХМ	1	1	ХК	ХК
Примеси, мг/дм³		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
рН		2	2	5,6-6,3	5,9	1	4	3-6,3	5,3	1	1	4,42	4,42	1	1	4,3	4,3

Продолжение таблицы 2.3.5

Характеристика и содержание		Ю-III				Т-I			
		Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб			скв	проб		
Содержание ионов, мг/дм³	Cl⁻	3	4	119337-143947	136630	1	1	151936	151936
	SO₄²⁻	3	4	отс.	отс.	1	1	156,8	156,8
	HCO₃⁻	3	4	31-64	48,2	1	1	298,9	298,9
	Ca²⁺	3	4	3257-3757	3582,1	1	1	3774	3774
	Mg²⁺	3	4	1642-2067	1732,85	1	1	1824	1824
	Na⁺+K⁺	3	4	70542-86135	81268,5	1	1	91059	91059
Содержание металлов, мг/дм³	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-
	Стронций	-	-	-	-	1	1	72	72
	Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-	-	-	-	-
	Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-
	Литий	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание, мг/100г:	бора	-	-	-	-	1	1	7,8	7,8
	йода	-	-	-	-	1	1	9	9
	брома	-	-	-	-	1	1	172	172
	оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание сероводорода, мг/100г		-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость, мг-экв/дм³		3	4	300-349,9	321,2	1	1	338,3	338,3
Суммарная минерализация, г/дм³		3	4	194,9-235,4	223,3	1	1	249	249
Плотность, кг/м³		3	4	1128,8-1159,5	1150,6	1	1	1162	1162
Вязкость, мПа·с		-	-	-	-	-	-	-	-
Тип воды		3	4	ХК	ХК	1	1	ХК	ХК
Примеси, мг/дм³		-	-	-	-	-	-	-	-
рН		3	4	5,7-6,5	6,1	1	1	7,2	7,2

2.3. Состав и свойства нефти, газа и воды

Исследования пластовой нефти проводились в лаборатории пластовых флюидов ТОО «КМГ Инжиниринг» в г.Атырау на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Пробы пластовой нефти отбирались представителями ТОО «Алстрон» и представителями лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг».

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

В целом изученность нефти в пластовых условиях были проведены по 46 пробам, ниже представлена по горизонтам количество исследованных пластовых проб:

в пластовых условиях			
горизонт	Вид исследования	количество проб	№ скважин(ы)
I-не	глуб.	4	У-8, 110, 121;
	реком.	4	У-5, У-7, 101, 117;
II-не	глуб.	6	У-3, 131;
	реком.	2	У-21;
Ю- I	глуб.	3	107, 108, 131;
Ю-III	глуб.	16	У-3, У-5, У-8, У-21, 103, 105, 109, 111, 118;
	реком.	3	У-8, 104, 107;
Ю-IV	глуб.	1	122;
Ю-VIII	глуб.	1	101;
Т пласт-1	глуб.	4	У-3, У-5;
Т-II	реком.	2	У-1;
общее количество		46	20

В предыдущем отчете «ПЗ-2020г.» для детального анализа была построена PVT модель пластового флюида для горизонтов Ю-III, Т-пласт 1, Т-пласт 2. Моделирование выполнялось в программе Schlumberger PVTi. Адаптация модели к экспериментальным данным (давление насыщения, данные стандартной сепарации, вязкость) проводилась с помощью: бинарных коэффициентов взаимодействия компонентов пластовых флюидов; $T_{кр}$ и $R_{кр}$ для фракции $C7+$; шифт-параметр для коррекции плотности; параметр V_c и коэффициентов полинома LBC для вязкости.

Параметры пластовой нефти были проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам: по аномальному отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. Были построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание, плотность пластовой нефти - газосодержание, объемный коэффициент - газосодержание (рис. 2.3.1--2.3.6).

Пластовая нефть продуктивного горизонта **I неомом**. Исследованные пробы пластовой нефти, являются качественными, согласно контрольным параметрам, ОСТ. Согласно исследованиям, газосодержание проб меняется от 7,2 до 25,4 м³/т. Давление насыщения меняется от 2,1 до 4,6 МПа, в среднем составляя 3,3 МПа. Величина плотности пластовой нефти меняется в диапазоне от 874 до 899 кг/м³ в среднем составляя 889,3 кг/м³, при пластовой температуре 23°С. Величина объемного коэффициента в среднем равна 1,022.

Пластовая нефть продуктивного горизонта **II неомом** охарактеризована 8-мю параллельно отобранными пробами из скважины У-3 и 1 рекомбинированной пробой из скважины У-21 и 131, которая была отбракована ввиду низкого газосодержания и других параметров относительно проб из скважины У-3.

Параметры пластовой нефти II неомомского горизонта по 4 глубинным пробам меняется незначительно. Согласно исследованиям, газосодержание меняется от 21,4 до 24,7 м³/т, плотность нефти в пластовых условиях в среднем равна 874 кг/м³, объемный коэффициент 1,046. По II неомомскому горизонту качество исследованных проб в целом принимается как удовлетворительное.

Пластовая нефть горизонта **Ю-I** охарактеризована тремя глубинными пробами из скважин №107, 108, 131. Плотность нефти в пластовых условиях равна 855,9 кг/м³, при пластовой температуре 26,7°С. Давление насыщения пластовой нефти составляет 4,9 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 20,7 м³/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 16,8 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,034.

По горизонту **Ю-III** проведено 19 исследований пластовых проб нефти. Параметры пластовой нефти (объемный коэффициент, давление насыщения, плотность, вязкость) прямо связаны с газосодержанием, значения которых варьирует от 12,3 м³/т по скважине №103 до 28,1 м³/т по скважине У-21.

Дифференциация свойств пластовой нефти по горизонту, в первую очередь – газосодержания, указывает на проблемы с качеством отбора проб, которые связаны с потерей газа при отборе глубинных проб.

Также необходимо отметить, что по глубинным пробам из скважин №103 и №109 получены низкие значения газосодержания (12,3-13,4 м³/т), относительно начальных проб (22,3-28,1 м³/т). При этом объёмный коэффициент у этих проб остался таким же, как и по начальным пробам, с большим газосодержанием. Это является не физичным, т.к. как упоминалось выше градиент растворимости у всех проб одинаковый. Низкое качество лабораторных данных, возможно связаны с потерей газа при отборе глубинных проб нефти.

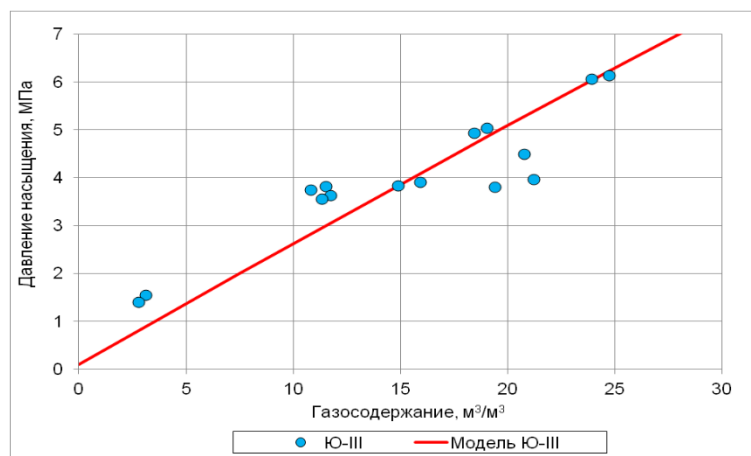


Рис. 2.3.1 – Зависимость давления насыщения от газосодержания

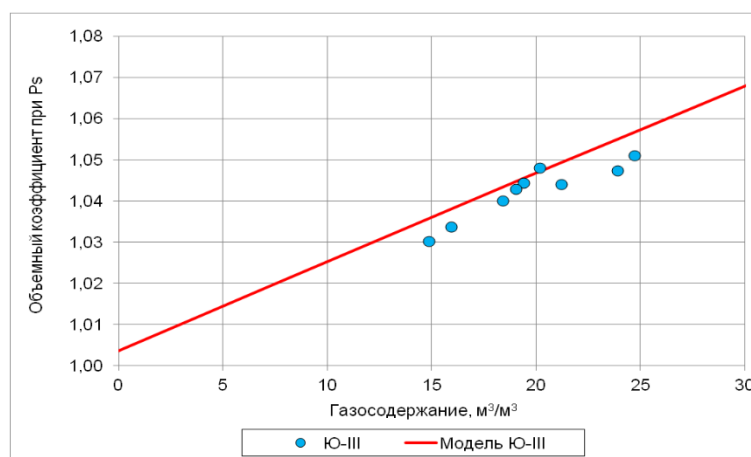


Рис. 2.3.2 – Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания

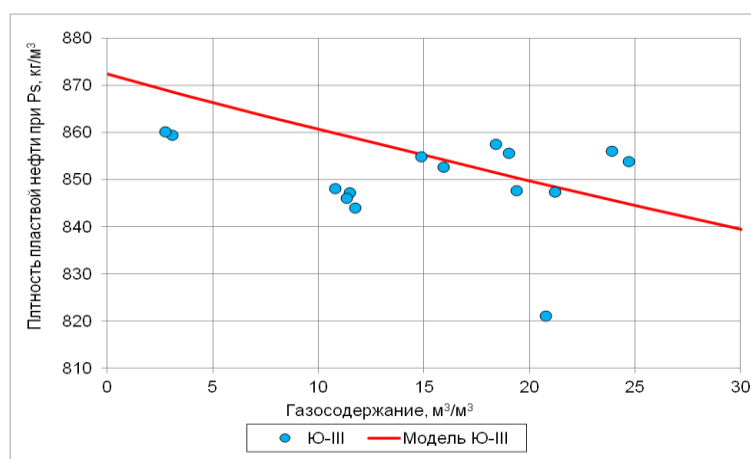


Рис. 2.3.3 – Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

Пластовая нефть верхнего триасового горизонта охарактеризована 4 глубинными пробами нефти, из пластов **Т-пласт1+2**. Во всех глубинных пробах триасового горизонта **зафиксировано** низкие значения газосодержания и соответственно давление насыщения, что не характерно для нефтяной залежи с газовой шапкой.

Также при оценке свойств начальной пластовой нефти выявлены проблемы с оценкой пластового давления (Рпл 5-7 МПа), которое не соответствует глубине залегания пласта – 1000 м. Рассматриваемые пласты по другим участкам месторождения Уз

Восточный имеют пластовые давления, согласующиеся с гидростатическим на глубину залегания пласта. В связи с этим за начальное пластовое давление для пластов Т-пласт 1 и Т-пласт 2 месторождения Уаз Восточный принято гидростатическое давление, на глубину залегания. Это значение давления также было подтверждено в результате гидродинамических исследований скважины У-21 месторождения Уаз Восточный (интервал перфорации 1064-1068, 1076-1079 м). Заключение исследования ГДИС по скважине приведены ниже в конце раздела описания свойств пластовой нефти.

В триасовом горизонте залегает пластовая нефть с газовой шапкой поэтому нефть на глубине ГНК должна находиться в насыщенном состоянии. Все пробы нефти в такой залежи будут подвержены процессам разгазирования при их отборе. Начальные свойства пластовой нефти, ввиду небольшой мощности триасового горизонта, должны приниматься согласно насыщенному состоянию флюида. Поэтому состав и свойства пластовой нефти были восстановлены с использованием выявленной взаимосвязи параметров флюида (рис.2.3.5-2.3.6). Давление насыщения принято равным начальному пластовому давлению - 10,1 МПа.

Газосодержание определено из полученной зависимости давления насыщения от газосодержания на уровне 137,8 м³/т. Таким же образом, по зависимости объёмного коэффициента от газосодержания, проведена оценка объёмного коэффициента. Эти параметры использовались для настройки, созданной на основе математической рекомбинации состава насыщенного пластового флюида модели.

Учитывая вышеизложенное, параметры пластовой нефти для горизонтов Т-пласт 1, Т-пласт 2 принимаются по построенной PVT модели (табл.2.3.1). Газосодержание принято на уровне 135,7 м³/т, пересчетный коэффициент 0,752. В дальнейшем рекомендуется особое внимание уделить изучению пластовой смеси триасовых горизонтов и произвести PVT исследования при соответствующей пластовой температуре и давлении данных пластов.

Таблица 2.3.1 – Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонтам Т-1 пласт и Т-2 пласт.

Горизонт	Т-пласт1+2		
	Экспериментальные данные	Расчеты по модели	Отклонение, %
Пластовое давление, МПа (по ГДИС)	10,17	10,17	0,0
Пластовая температура, °С	37,7	37,7	0,0
Давление насыщения, МПа (восстановленное)	10,1	10,1	0,0
Газосодержание, м ³ /м ³ (по графику)	110	108,4	1,5
Газосодержание, м ³ /т (по графику)	137,8	135,7	1,5
Объемный коэффициент, (по графику)	1,320	1,330	-0,8
Динамическая вязкость, МПа*с (по графику)	0,7	0,7	0,0
Плотность сепарированной нефти, г/см ³	0,799	0,799	0,0

Пластовая нефть горизонта Т-II охарактеризована одной рекомбинированной пробой из скважины №У-1. Плотность нефти в пластовых условиях равна 801 кг/м³, при пластовой температуре 40,5°С. Давление насыщения составляет 5,2 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 31,9 м³/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 2,4 МПа·с., объемный коэффициент равен 1,093.

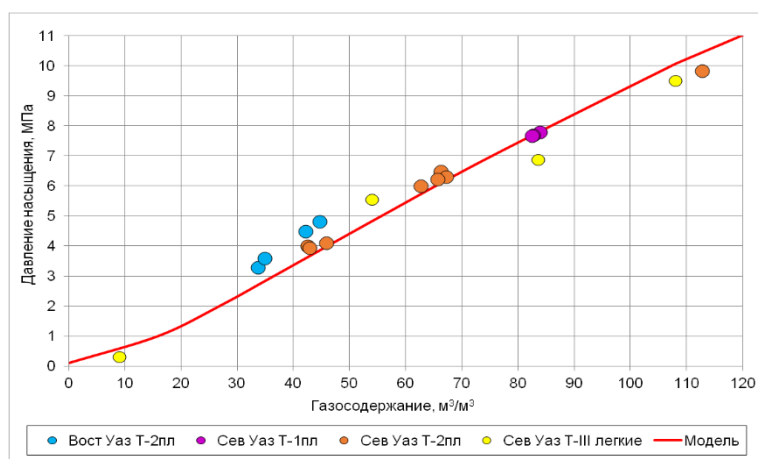


Рис. 2.3.4 – Зависимость давления насыщения от газосодержания

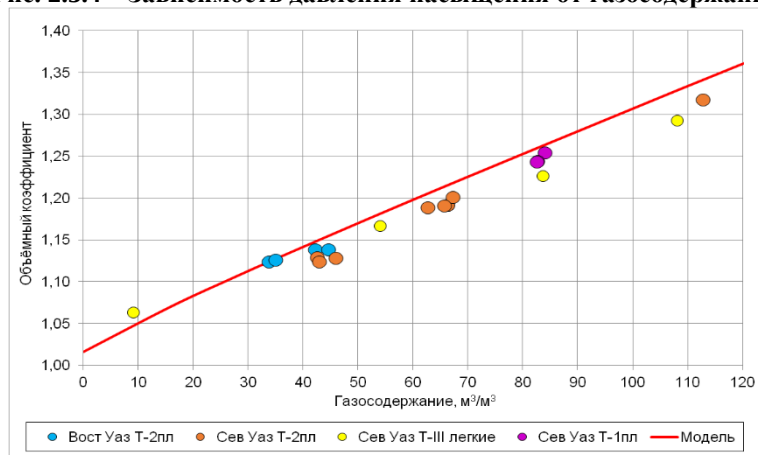


Рис. 2.3.5 – Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания

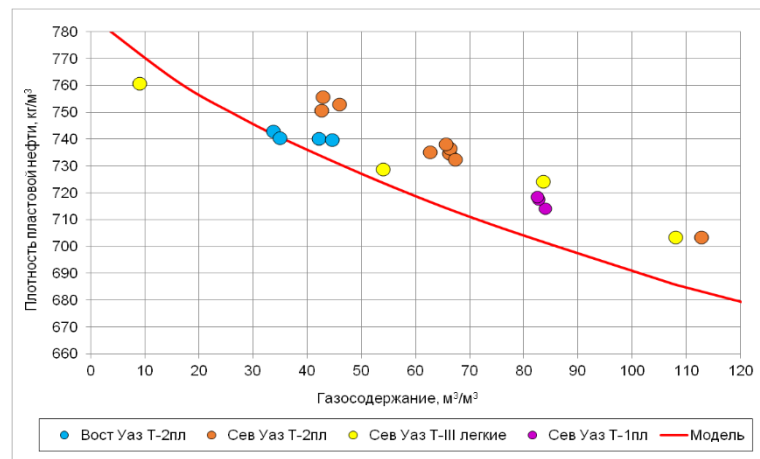


Рис. 2.3.6 – Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Наименование		I-неоком					II-неоком					Ю-I					Ю-III				
		Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения		<i>Среднее значение</i>
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Пластовая температура	°С	7	8	20.6	27.4	22.8	3	7	22.8	25.6	23.4	3	3	26.4	26.9	26.7	10	17	25.7	28.7	27.9
Пластовое давление	МПа	7	8	4.3	5.3	4.7	3	7	4.3	5.6	5.0	2	2	6.4	6.4	6.4	10	17	5.2	7.1	6.4
Давление насыщения	МПа	7	8	2.1	4.6	3.3	3	7	2.1	4.6	4.0	2	2	3.8	5.6	4.9	10	17	3.6	6.1	4.4
Газосодержание	м³/т	7	8	7.2	25.4	13.6	3	7	11.3	26.7	20.5	2	2	14.9	24.1	20.7	10	17	12.3	28.1	20.5
Объёмный коэффициент	д.ед.	7	8	1.012	1.034	1.022	3	7	1.024	1.051	1.039	2	2	1.025	1.039	1.034	10	17	1.023	1.071	1.044
Плотность пластовой нефти	кг/м³	7	8	874.0	899.0	888.0	3	7	845.0	893.1	872.3	2	2	840.0	870.7	855.9	10	17	825.5	861.0	851.7
Вязкость	мПа*с	7	8	31.1	88.5	54.1	3	7	11.8	47.1	31.5	2	2	12.6	20.1	16.8	10	17	10.4	24.4	15.4

Продолжение таблицы 2.3.2.

Наименование		Ю-IV					Т-1 пл. и Т-2 пл.					Т-1 пл. и Т-2 пл.					Т-II				
		Кол-во		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>	Кол-во		Диапазон изменения	<i>Среднее значение</i>				
																		скв	проб	скв	проб
а) Нефть																					
Пластовая температура	°С	1	1			28.4	1	1			32.5	2	4	37.6	37.7	37.7	1	2	40.5	40.5	40.5
Пластовое давление	МПа	1	1			5.9	1	1			8.7	2	4	5.5	7.2	6.3	1	2	11.1	11.1	11.1
Давление насыщения	МПа	1	1			5.5	1	1			7.6	2	4	3.3	4.8	4.1	1	2	5.3	5.3	5.3
Газосодержание	м³/т	1	1			30.7	1	1			45.8	2	4	42.8	56.1	48.9	1	2	38.3	46.8	42.5
Объёмный коэффициент	д.ед.	1	1			1.056	1	1			1.103	2	4	1.117	1.138	1.128	1	2	1.093	1.107	1.100
Плотность пластовой нефти	кг/м³	1	1			842.9	1	1			806.0	2	4	740.6	756.0	747.2	1	2	797.0	801.0	799.0
Вязкость	мПа*с	1	1			8.6	1	1			4.2	2	4	1.0	1.4	1.2	1	2	2.5	3.1	2.8

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 61 анализам из продуктивных горизонтов:

в поверхностных условиях		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
I-ne	13	101, 110, 117, 121, У-7, У-8;
II-ne	10	131, У-21, У-3, У-5;
Ю- I	3	107, 108, 131;
Ю-III	26	103, 104, 105, 107, 108, 109, 111, 118, У-3, У-5, У-8, У-21;
Ю-IV	1	122;
Ю-VIII	1	101;
Т пласт-1	3	У-3, У-5;
Т-I	1	У-1;
Т-II	2	У-1;
Т-III	1	У-1;
общее количество	61	20

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях представлены в таблице 2.3.3.

В целом по **неокомским (I-неоком, II-неоком)** отложениям нефть варьируется в пределах 894~906 кг/м³, что можно отнести к группе битуминозного типа (класс 4). Смолистых 9~14,9 %масс. (класс 2). Малосернистым не превышает 0,2 % масс. (класс 1) и малопарафинистым которые варьируется в пределах 0,1~1,1 % масс. (класс 1).

Нефть в юрских (**Ю-I, Ю-III, Ю-IV**) отложениях относятся к тяжелому типу нефти варьируются в пределах 856,3~882 кг/м³. Малосернистые, не превышая 0,2 % масс. (класс 1). Малопарафинистая варьируется в пределах 0,2~1,4 не превышая 1,5%, что можно отнести к классу 1. Содержание смол варьируется в пределах 5,7-11,8 % масс. И относится к классу 2 (смолистые).

Триасовые отложения делятся на две категории особо легкие и легкие. К легким относятся горизонты (**Т-II и Т-III**) в среднем значения варьируется в пределах 831~844 кг/м³, при этом смолистые варьируется в пределах 10,2~14,6 (класс 2) парафинистые превышая 1,5% масс., малосернистые, не превышая 0,5 % масс. Горизонты (**Т-пласт1+2**) относятся к особо легким 0,805 кг/г³, малосернистым 0,1% масс., малосмолистым (4,3-4,5 %масс.) и малопарафинистым (0,8% масс.), это скорее обуславливается тем что на горизонте имеется газовая шапка, чем вызвана такая сильная различие в плотности в триасовых отложениях.

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

№/№		I-неоком					II-неоком					Ю-I					Ю-III				
		Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Плотность нефти. кг/м3		6	13	884.0	906.0	901.4	3	6	895.7	903.0	900.8	2	2	878	881	879.6	10	25	869.9	882.0	876.6
Кинематическая вязкость. мм2/с	при 20°С	6	13	58.6	133.1	116.8	3	6	82.5	104.4	96.9	2	2	45.1	52.9	59	10	25	33.7	59.5	44.9
	при 50°С	6	13	16.0	28.3	25.6	3	6	19.9	23.4	22.3	2	2	13.3	15	14.1	10	25	10.8	13.5	13.5
Содержание. %	Смолы	6	13	10.2	14.9	12.4	3	6	9.0	12.1	10.3	2	2	11.5	11.8	11.8	10	25	5.7	11.8	9.2
	Асфальтенов	6	13	0.2	0.2	0.2						2	2								
	Серы	6	13	0.1	0.2	0.2	3	6	0.2	0.2	0.2	2	2	0.1	0.2	0.15	10	25	0.1	0.2	0.1
	Парафинов	6	13	0.2	1.3	0.8	3	6	0.1	1.2	0.7	2	2	1.3	1.4	1.35	10	25	0.2	1.3	0.8
Температура застывания. °С		6	13	-63.0	-20.0	-34.9	3	6	-20.0	-42.0	-42.0	2	2	-69	-60	-64.5	10	25	-20.0	-69.0	-26.4
Температура вспышки. °С		6	13	48.0	108.0	83.0	3	6	43.0	104.0	83.7	2	2	33	83.5	58.3	10	25	37.0	96.0	63.5
Фракционный состав. %	НК	6	13	200.0	230.0	219.2	3	6	210.0	225.0	219.0	2	2	180	210	195	10	25	170.0	220.0	207.4
	до 150°С	6	13									2	2								
	до 250 °С	6	13	3.0	7.0	4.2						2	2	8	10	9	10	25	6.0	1.0	8.2
	до 300 °С	6	13	20.0	24.0	21.7	3	6	18.0	26.0	22.5	2	2	24	27	25.5	10	25	21.0	33.0	27.2

Продолжение таблицы 2.3.3

№/№		Ю-IV					Т-1 пл. и Т-2 пл.					Т-II					Т-III				
		Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Плотность нефти. кг/м3		1	1			868.4	2	3	798.0	804.8	800.3	1	1	831	844	837.6	1	1			т.п.
Кинематическая вязкость. мм2/с	при 20°С	1	1			29.7	2	3	3.0	4.2	3.4	2	2	10.5	19.7	15.1	1	1			19.69
	при 50°С	1	1			9.8	2	3	1.7	2.2	1.9	1	1	4.7	7.2	6	1	1			6.4
Температура застывания. оС		1	1			-66.0	2	3	-18.0	-20.0	-19.0	1	1	-51	-36	-43.5	1	1			-12
Температура вспышки. оС		1	1			57.0	2	3			-7.0	1	1	-23	-7	-15	1	1			3
Содержание. %	Серы	1	1			0.1	2	3	0.0	0.3	0.1	1	1	0.3	0.5	0.4	1	1			0.38
	Смолы	1	1			7.6	2	3	4.3	4.5	4.4	1	1	10.2	14.6	12.4	1	1			14.6
	Асфальтенов	1	1														1	1			отс.
	Парафинов	1	1			1.4	2	3	0.3	0.8	0.5	1	1	1.1	2.1	1.6	1	1			2.8
Фракционный состав. %	НК	1	1			190.0	2	3	68.0	70.0	69.3	1	1	45	56	50.5	1	1			75
	до 150 °С	1	1				2	3	12.0	14.0	13.0	1	1	13	16	14.5	1	1			10
	до 250 °С	1	1			10.0	2	3	24.0	25.0	24.7	1	1	23	24	23.5	1	1			23
	до 300 °С	1	1			29.0	2	3	56.0	58.0	57.0	1	1	45	56	50.5	1	1			45

Компонентный состав и свойства растворенного газа

Всего по месторождению исследовано 40 проб газа разгазирования по горизонтам:

после разгазирования		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
Ne-I	8	У-5, У-7, У-8, 101, 110, 117, 121;
Ne-II	10	У-3, У-21, 131;
Ю- I	3	107, 108, 131;
Ю-III	19	У-3, У-5, У-8, У-21, 103, 104, 105, 107, 109, 111, 118;
Ю-IV	1	122;
Ю-VIII	1	101;
Т пласт-1	4	У-3, У-5;
Т-II	2	У-1;
общее количество	48	20

Компонентный состав выделившегося газа, разгазированной нефти определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» согласно стандарту «ASTM D2887-2008.

Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования приведены в таблице 2.3.4.

В целом газ по месторождению, **низкоазотный** (класс 1) варьируя в пределах 0,1~4,1% мол. **Низкоуглекислый** (класс 1) не превышая 2 % мол. варьируя в пределах 0,1~1,1 % мол. Содержание сероводорода не обнаружено. По содержанию растворенного газа С₂+высшее **неокомских (I-неоком, II-неоком) и юрских (Ю-I, Ю-III)** горизонтов можно отнести к сухому типу (класс 1). Газ трасиовых отложений относится к высокожирным (26%<), содержание С₂+высшее варьируется в пределах 33,3~43,1 %мол.

Выводы и рекомендации:

Меловые горизонты изучены слабо, что не позволяет судить о каком-либо поведении пластовой системы, поэтому в дальнейшем рекомендуется произвести отбор и комплексный лабораторный анализ глубинных проб нефти, согласно требованиям по контролю за процессом разработки.

Проведенное количество и качество лабораторных исследований пластовых проб нефти юрского горизонта Ю-III удовлетворительное.

При выполнении «ПЗ-2020г.» в свойствах пластовой нефти триасового горизонта Т-пл.1 и Т-пл.2 зафиксировано низкие значения газосодержания и соответственно давление насыщения, что не характерно для нефтяной залежи с газовой шапкой. В ходе анализа было принято решение восстановить флюид в насыщенное состояние в связи присутствием газовой шапки в горизонте. Исходя из этого в дальнейшем, рекомендуется уделить внимание изучению пластовой смеси триасовых горизонтов и произвести PVT исследования при соответствующей пластовой температуре и давлении данных пластов.

Таблица 2.3.4 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)

Наименование	I-неоком	II-неоком	Ю-I	Ю-III	Ю-IV	Т пл.1 - Т пл. 2	Т-II
	выделившийся газ при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях						
Сероводород	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Углекислый газ	0.15	0.14	0.16	0.32	0.60	0.06	0.11
Азот+редкие	2.80	2.29	1.11	1.77	0.70	0.14	4.06
Метан	95.61	95.51	95.09	94.51	87.11	61.56	51.19
Этан	0.54	1.12	2.24	2.73	8.40	15.37	18.85
Пропан	0.37	0.16	0.44	0.25	1.54	10.75	13.30
Изо-бутаны	0.09	0.07	0.33	0.13	0.88	3.60	6.24
Норм.бутаны	0.15	0.05	0.18	0.05	0.14	4.51	3.87
Изопентан	0.06	0.08	0.12	0.08	0.28	0.00	1.46
Норм.пентан	0.06	0.02	0.11	0.02	0.12	0.00	0.67
Гексаны	0.03	0.01	0.06	0.04	0.14	0.00	0.20
Гептаны	0.03	0.00	0.00	0.05	0.07	0.00	0.04
Остаток (C ₈ +высшие)	0.01	0.00		0.01	0.02	0.00	0.01
Молекулярная масса	16.8	16.6	17.4	17.0	18.7	24.0	28.6
Отн. плотность газа по воздуху	0.584	0.581	0.591	0.590	0.649	0.943	1.003
Плотность газа, кг/м³	0.703	0.700	0.712	0.711	0.782	1.136	1.208

2.5 Запасы нефти и газа

Первая оценка запасов была в 2013 году, где по результатам бурения трех скважин (У-1, У-3, 13) ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа меловых, юрских и триасовых отложений Восточного поля Южного крыла месторождения Уаз» (Протокол №1388-14-П от 11.02.2014г).

В 2016 году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Уаз Восточный» (Протокол №1736-16-У от 30.11.2016г).

В 2020 году выполнен «Пересчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.05.2020г» (Протокол ГКЗ РК №2236-20-У 27.11.2020г). Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории C_1 составили 3812/1011 тыс. т, по категории C_2 запасы составили 693/122 тыс. т, а в сумме по категориям C_1+C_2 запасы составили 4505/1132 тыс. т.

В 2025г был составлен и утвержден «Прирост запасов нефти и газа продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-IV месторождения Уаз Восточный Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 01.10.2025 г. (протокол ГКЗ №2794-25-У).

В целом по месторождению (с учетом изменений запасов по горизонтам Ю-I и Ю-IV) утвержденные запасы составляют:

Категории	нефть, тыс.т		растворенный газ, млн.м ³		свободный газ, млн.м ³	
	Геол.	Извл.	Геол.	Извл.	Геол.	Извл.
C_1	3895	1033	80,4	21.9		
C_2	646	111	21.9	3.9	12,3	7,4

В таблице 2.5.1 и 2.5.2 приведены утвержденные запасы нефти и газа.

По результатам бурения новых скважин после ПЗ-2020года, с учетом всех продуктивных горизонтов, в сравнении с ранее утвержденными (Протокол ГКЗ РК №2794-25-У от 19.12.2025 года), запасы нефти категории C_1 увеличились на 19 тыс.т. (+0,5%), запасы категории C_2 уменьшились на 3 тыс.т. (-0,5%). В сумме по категориям C_1+C_2 запасы нефти по месторождению увеличились на 15,8 тыс.т. (+0,3%). Увеличение запасов обусловлено уточнением геологического строения горизонтов, в которых по данным новых скважин зафиксировано расширение зон развития коллектора и рост эффективных толщин

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождения Уз Восточный

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³
							открытой пористости	нефтенасыщен-ности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I неокомский	I	ГН	C ₂	82	4,2	347	0,33	0,84	0,974	0,906	85	0,159	14	12,0	1,0	0,2
		Н	C ₁	598	3,3	1976	0,33	0,84	0,974	0,906	483	0,212	102	12,0	5,8	1,2
		ВН	C ₁	485	3,4	1642	0,33	0,84	0,974	0,906	402	0,212	85	12,0	4,8	1,0
	итого по I блоку		C ₁	1083	3,3	3618					885		187		10,6	2,2
			C ₂	82	4,2	347					85		14		1,0	0,2
	II	Н	C ₁	35	0,7	24	0,33	0,84	0,974	0,906	6	0,212	1	12,0	0,1	0,01
		ВН	C ₁	59	0,8	47	0,33	0,84	0,974	0,906	11	0,212	2	12,0	0,1	0,02
	итого по II блоку		C ₁	94	0,8	71					17		3		0,2	0,03
	грабен	Н	C ₁	163	2,2	353	0,33	0,84	0,974	0,906	86	0,212	18	12,0	1,0	0,2
			C ₂	1286	0,1	151	0,33	0,84	0,974	0,906	37	0,159	5,9	12,0	0,44	0,07
		ВН	C ₁	87	1,8	160	0,33	0,84	0,974	0,906	39	0,212	8	12,0	0,5	0,1
			C ₂	46	0,6	27	0,33	0,84	0,974	0,906	7	0,159	1,1	12,0	0,08	0,01
	грабен р-н скв.110	ГН	C ₂	153	1,4	218	0,33	0,84	0,974	0,906	53	0,159	8	12,0	0,6	0,1
		Н	C ₁	3	7,3	22	0,33	0,84	0,974	0,906	5	0,212	1	12,0	0,1	0,01
		ВН	C ₁	103	2,8	285	0,33	0,84	0,974	0,906	70	0,212	15	12,0	0,84	0,18
	итого по грабену		C ₁	356	2,3	820					200		42		2	0,5
			C ₂	1485	0,3	396					97		15		1	0,2
Итого по I неокомскому горизонту			C ₁	1533	2,9	4509					1103		234		13,3	2,91
			C ₂	1567	0,5	743					182		29		2,1	0,43

Продолжение таблицы 2.5.1

I II неокомский-1	2 I	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
		Н	C ₁	162	4,2	674	0,32	0,82	0,951	0,900	151	0,210	31	21,4	3,2	0,7
		ВН	C ₁	71	2,6	183	0,32	0,82	0,951	0,900	41	0,210	9	21,4	0,9	0,2
	итого по I блоку		C ₁	233	3,7	857					192		40		4,1	0,9
	грабен	Н	C ₂	1291	0,1	162	0,32	0,82	0,951	0,900	37	0,158	5	21,4	0,8	0,12
		ВН	C ₂	82	0,3	24	0,32	0,82	0,951	0,900	5	0,158	1	21,4	0,1	0,04
	грабен р-н скв.110	ВН	C ₁	159	0,5	77	0,32	0,82	0,951	0,900	17	0,210	4	21,4	0,4	0,09
			итого по грабену		C ₁	159	0,5	77				17		4		0,4
				C ₂	1373	0,1	186					42		6		0,9
Итого по II неокомскому-1 горизонту			C ₁	392	2,4	934					209		44		4,5	0,99
			C ₂	1373	0,1	186					42		6		0,94	0,16
II неокомск ий-2	I	Н	C ₁	147	6,8	1003	0,31	0,82	0,951	0,900	218	0,210	46	21,4	4,7	1,0
		ВН	C ₁	153	3,3	505	0,31	0,82	0,951	0,900	110	0,210	23	21,4	2,4	0,5
	итого по I блоку		C ₁	300	5,0	1508					328		69		7,1	1,5
Итого по II неокомскому-2 горизонту			C ₁	300	5,0	1508					328		69		7,1	1,5
Итого по II неокомскому горизонту			C ₁	692	3,5	2442					537		113		11,6	2,5
			C ₂	1373	0,1	186					42		6		0,9	0,2
Ю-I	I	ГН	C ₁	54	0,6	32	0,30	0,74	0,962	0,880	6	0,314	2	23,7	0,1	0,0
		Н	C ₁	105	3,0	315	0,30	0,74	0,962	0,880	59	0,314	19	23,7	1,4	0,5
		ВН	C ₁	37	1,6	58	0,30	0,74	0,962	0,880	11	0,314	3	23,7	0,3	0,07
	итого по I блоку		C ₁	196	2,1	405					76		24		2	0,6
Итого по Ю-I горизонту			C ₁	196	2,1	405					76		24		1,8	0,6
Ю-II	I	Н	C ₂	83	0,7	60	0,28	0,62	0,955	0,876	9	0,236	2	22,5	0,2	0,05
		ВН	C ₂	30	0,8	24	0,28	0,62	0,955	0,876	3	0,236	0,7	22,5	0,1	0,02
		итого по I блоку		C ₂	113	0,7	84					12		2,7		0,3
	грабен	Н	C ₂	1323	0,4	491	0,28	0,62	0,955	0,876	70	0,236	15	22,5	1,6	0,3
		ВН	C ₂	121	0,5	59	0,28	0,62	0,955	0,876	9	0,236	2	22,5	0,2	0,05
	итого по грабену		C ₂	1444	0,4	550					79		18		1,8	0,35
Итого по Ю-II горизонту			C ₂	1557	0,4	634					91		21		2,1	0,4

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-III	I	Н	C ₁	163	16,1	2625	0,32	0,80	0,955	0,876	562	0,314	177	22,5	12,6	4,0
		ВН	C ₁	538	12,0	6436	0,32	0,80	0,955	0,876	1378	0,314	433	22,5	31	9,8
	итого по I блоку		C ₁	701	12,9	9061					1940		610		43,6	13,8
Итого по Ю-III горизонту			C ₁	701	12,9	9061					1940		610		43,6	13,8
Ю-IV	I	ВН	C ₁	137	1,8	241	0,31	0,68	0,947	0,868	42	0,205	9	30,7	1,3	0,28
	итого по I блоку		C ₁	137	1,8	241					42		9		1,3	0,28
	грабен	ВН	C ₁	167	0,2	39	0,31	0,68	0,947	0,868	7	0,205	1,4	30,7	0,21	0,04
			C ₂	1146	0,1	127	0,31	0,68	0,947	0,868	22	0,154	3	30,7	0,7	0,1
	итого по грабену		C ₁	167	0,2	39					7		1,4		0,21	0,04
			C ₂	1146	0,1	127					22		3		0,7	0,1
Итого по Ю-IV горизонту			C ₁	304	0,9	280					49		10		1,5	0,3
			C ₂	1146	0,1	127					22		3		0,7	0,1
Ю-VII	I	Н	C ₂	52	2,0	102	0,28	0,60	0,955	0,876	14	0,154	2	22,5	0,3	0,05
		ВН	C ₂	50	1,5	74	0,28	0,60	0,955	0,876	10	0,154	2	22,5	0,2	0,05
	итого по I блоку		C ₂	102	1,7	176					24		4		0,5	0,1
Итого по Ю-VII горизонту			C ₂	102	1,7	176					24		4		0,5	0,1
Ю-VIII	I	Н	C ₁	83	3,1	260	0,30	0,70	0,955	0,876	46	0,214	10	22,5	1,0	0,2
		ВН	C ₁	96	4,0	381	0,30	0,70	0,955	0,876	67	0,214	14	22,5	1,5	0,3
	итого по I блоку		C ₁	179	3,6	641					113		24		2,5	0,5
Итого по Ю-VIII горизонту			C ₁	179	3,6	641					113		24		2,5	0,5
Т, 1 пл	I	ГН	C ₂	129	0,1	7	0,25	0,54	0,752	0,799	1	0,167	0,2	135,7	0,1	0,03
		Н	C ₂	87	0,8	69	0,25	0,54	0,752	0,799	6	0,167	1,0	135,7	0,8	0,1
		ВН	C ₂	39	0,4	17	0,25	0,54	0,752	0,799	1	0,167	0,2	135,7	0,1	0,03
	итого по I блоку		C ₂	255	0,4	93					8		1,4		1,0	0,16
Итого Т, 1 пл горизонту			C ₂	255	0,4	93					8		1,4		1,0	0,16

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Т, 2 пл	I	ГН	C ₁	282	0,7	200	0,25	0,59	0,752	0,799	18	0,223	4	135,7	2,4	0,5
			C ₂	30	1,1	34	0,25	0,59	0,752	0,799	3	0,167	1	135,7	0,4	0,1
		Н	C ₁	75	1,1	86	0,25	0,59	0,752	0,799	8	0,223	2	135,7	1,1	0,2
			C ₂	79	0,6	50	0,25	0,59	0,752	0,799	5	0,167	1	135,7	0,6	0,1
		ВН	C ₁	70	0,5	37	0,25	0,59	0,752	0,799	3	0,223	1	135,7	0,4	0,1
			C ₂	68	0,8	51	0,25	0,59	0,752	0,799	5	0,167	1	135,7	0,7	0,1
	итого по I блоку		C ₁	427	0,8	323					29		6		3,9	0,8
			C ₂	177	0,8	135					13		3		1,7	0,3
	Итого по Т, 2 пл горизонту			C ₁	427	0,8	323					29		6		3,9
C ₂				177	0,8	135					13		3		1,7	0,3
Т-II	I	ВН	C ₁	307	1,5	465	0,25	0,55	0,887	0,844	48	0,228	11	48,7	2,3	0,6
			C ₂	1082	1,3	1384	0,25	0,55	0,887	0,844	143	0,171	24	48,7	7,0	1,2
	итого по I блоку		C ₁	307	1,5	465					48		11		2,3	0,6
			C ₂	1082	1,3	1384					143		24		7,0	1,2
Итого по Т-II горизонту			C ₁	307	1,5	465					48		11		2,3	0,6
			C ₂	1082	1,3	1384					143		24		7,0	1,2
Т-III	I	ВН	C ₂	1389	0,7	1012	0,29	0,55	0,887	0,844	121	0,171	20	48,7	5,9	1,0
	итого по I блоку		C ₂	1389	0,7	1012					121		20		5,9	1,0
Итого по Т-III горизонту			C ₂	1389	0,7	1012					121		20		5,9	1,0
Всего по месторождению			C ₁	4339		18126					3895		1033		80,4	21,9
			C ₂	8648		4490					646		111		21,9	3,9

Таблица 2.5.2 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и газа газовых шапок месторождения Уз Восточный

Горизонт, пласт	Блок	Зона	Категория	Вид газа	Площадь газоносности, тыс. м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасы-щенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, Мпа		Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Начальные геологические запасы газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м ³
								пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	начальное	конечное					
I пс	I	Г	C ₂	ГШ	30	0.8	23	0.26	0.89	4.3	0.1	1.1	1	0.993	9.7	0.2	0.6	0.1
		ГН	C ₂	ГШ	52	0.3	14	0.26	0.89	4.3	0.1	1.1	1	0.993	9.7	0.1	0.6	0.1
	грабен	ГН	C ₂	ГШ	153	0.2	31	0.26	0.89	4.3	0.1	1.1	1	0.993	9.7	0.3	0.6	0.2
всего по I неокому			C ₂	ГШ	235	0.3	68									0.6		0.4
Ю-I	I	Г	C ₂	СГ	55	1.1	60	0.31	0.81	6.4	0.1	1.1	1	0.973	9.7	1.0	0.6	0.6
		ГН	C ₂	ГШ	15	0.9	14	0.31	0.81	6.4	0.1	1.1	1	0.973	9.7	0.2	0.6	0.1
Т, 1пл	I	Г	C ₂	ГШ	124	0.6	78	0.20	0.61	10.2	0.1	2.7	1	0.943	9.7	2.4	0.6	1.4
		ГН	C ₂	ГШ	5	0.8	4	0.20	0.61	10.2	0.1	2.7	1	0.943	9.7	0.1	0.6	0.1
Т, 2пл	I	Г	C ₂	ГШ	243	1.0	243	0.17	0.60	10.2	0.1	2.7	1	0.943	9.7	6.2	0.6	3.7
		ГН	C ₂	ГШ	69	1.0	69	0.17	0.60	10.2	0.1	2.7	1	0.943	9.7	1.8	0.6	1.1
Итого по Т (1+2 пласты)			C ₂	ГШ												10.5		6.3
Всего по горизонтам газа газовой шапки			C ₂	ГШ												11.3		6.8
Всего по горизонтам свободного газа			C ₂	СГ												1.0		0.6
Итого по горизонтам газ газовой шапки+ свободный газ			C ₂	ГШ+СГ												12.3		7.4

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

3.1 Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетического состояния залежей

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

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

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

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

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

Общее количество проведенных исследований за анализируемый период следующие:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

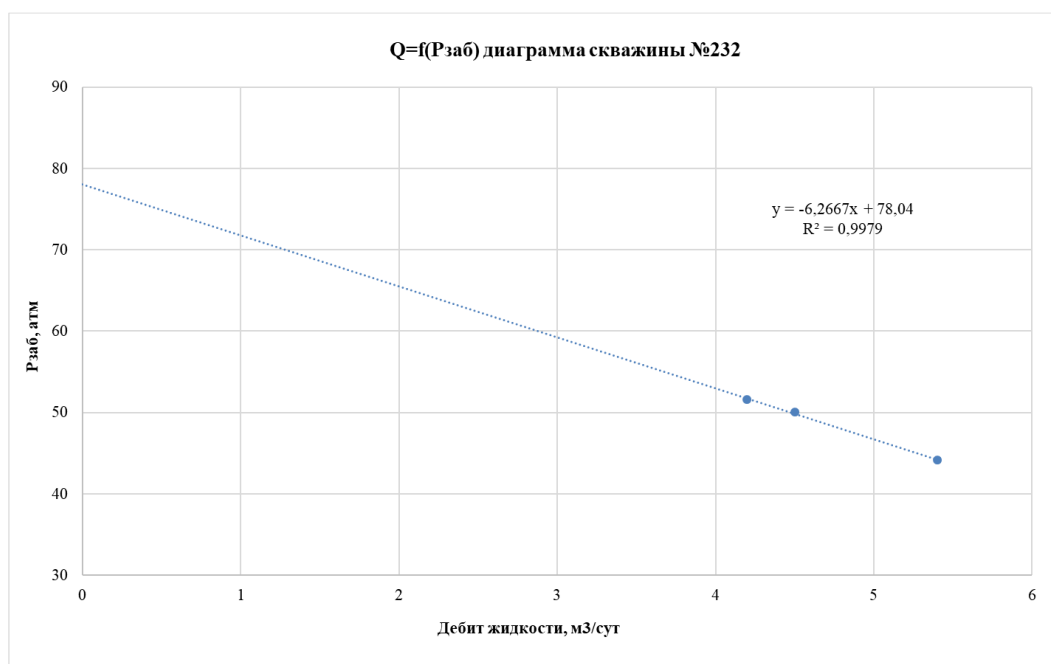


Рис. 3.1.1 – Индикаторная диаграмма по скважине №232

III объект (Среднеюрские горизонты Северного крыла).

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

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

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

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

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

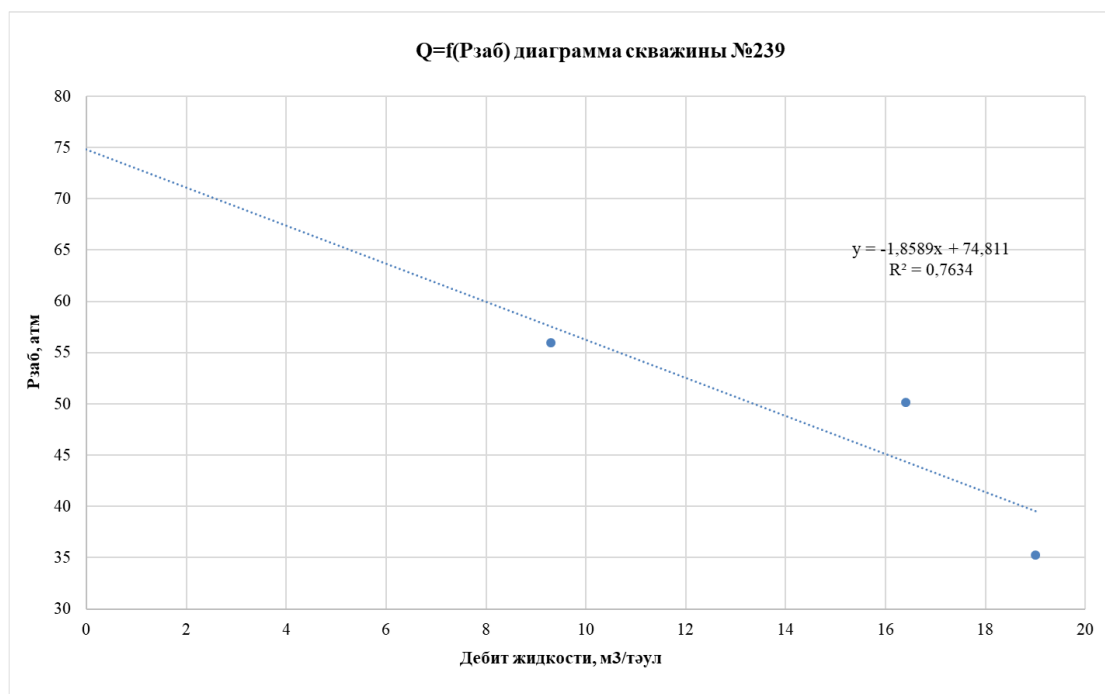


Рис. 3.1.2 – Индикаторная диаграмма по скважине №239

Таблица 3.1.5 - Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам

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

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

Характеристика энергетического состояния залежей

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

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

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

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

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

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

где

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

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

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

W – обводненность продукции, %;

0.1 – градиент давления воды, атм/м;

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

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

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

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

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

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

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

Ниже приведена характеристика энергетического состояния по объектам.

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

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

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

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

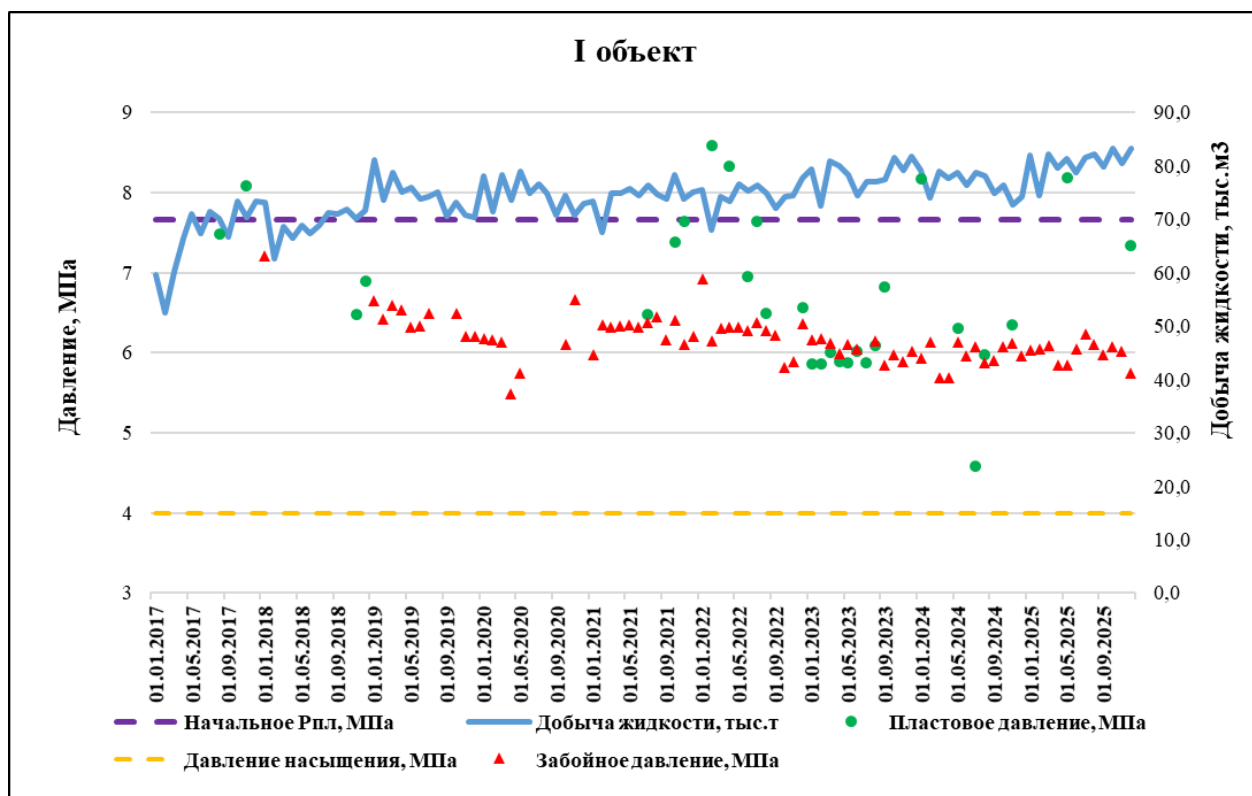


Рис. 3.1.3 – Динамика изменения пластового давления по I объекту

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

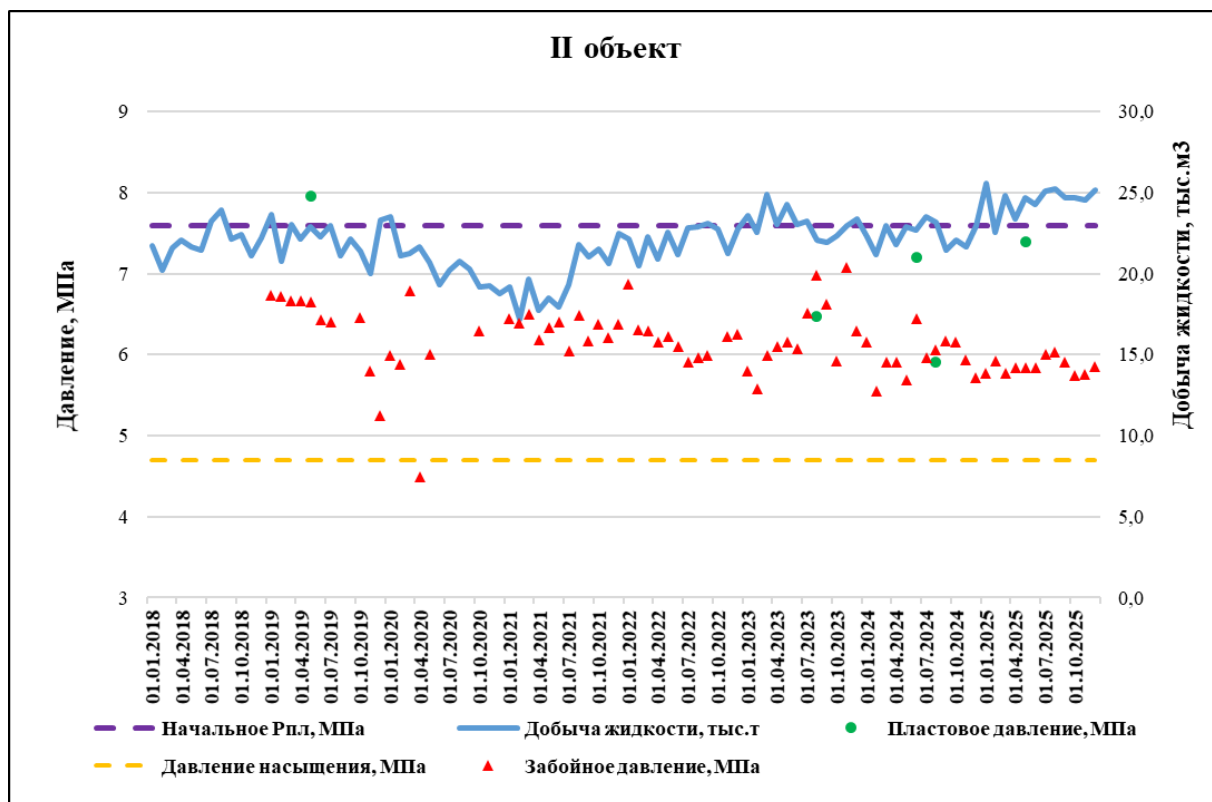


Рис. 3.1.4 – Динамика изменения пластового давления по II объекту

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

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

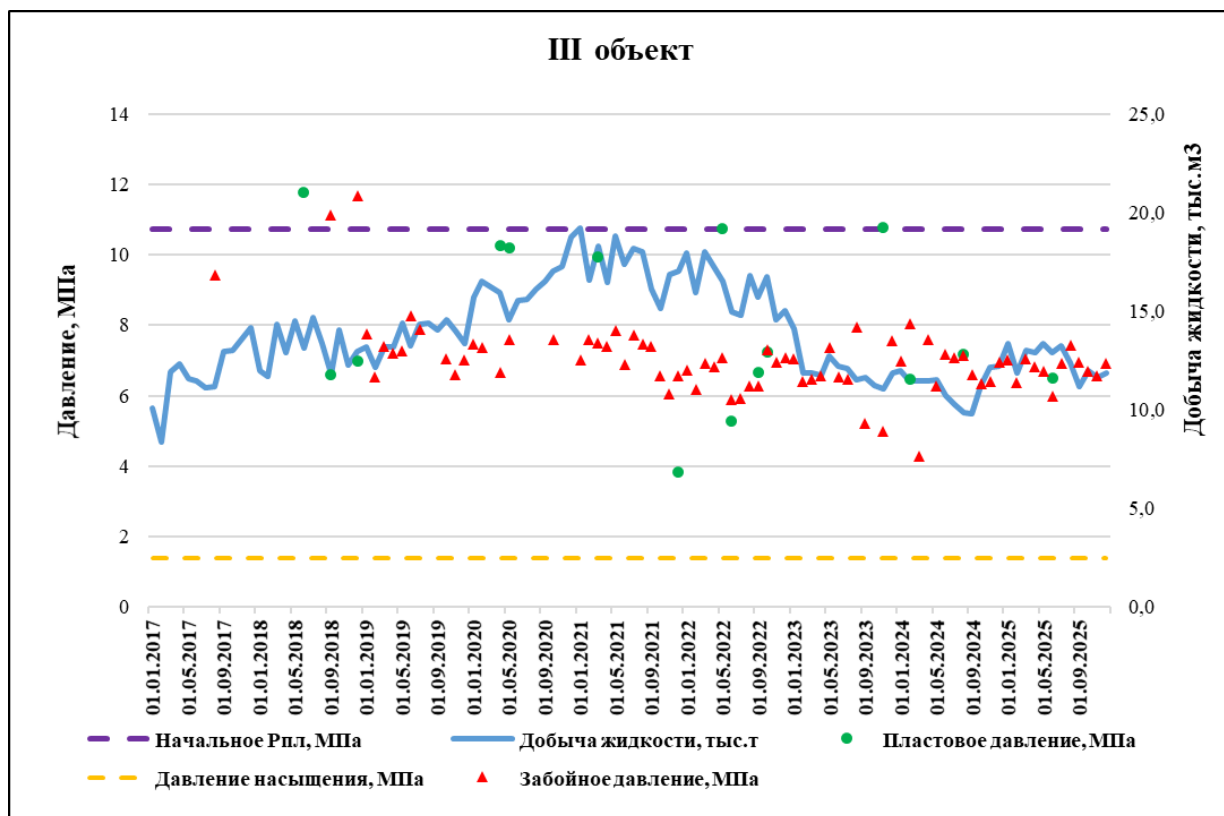


Рис. 3.1.5 – Динамика изменения пластового давления по III объекту

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение Уаз Восточный открыто в 2012г.

В 2016г ТОО «НИИ «Каспимунайгаз» был составлен «Технологическая схема разработки месторождения Уаз Восточный» (ТС-2016г) и утвержден (по II-варианту) на заседании Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК (протокол №27-5-168-И от 19.01.2017г). В рамках проектного документа, с учетом геологического строения, геолого-физических характеристик горизонтов и физико-химических свойств пластовых флюидов продуктивные горизонты были выделены 3 эксплуатационных и 1 возвратных объекта:

- ❖ **I эксплуатационный объект - I, II-неокомский;**
- ❖ **II эксплуатационный объект - Ю-III;**
- ❖ **III эксплуатационный объект - Т-II;**
- ❖ **Возвратный объект - Т (2 пласт).**

В 2019г был выполнен «Анализ разработки месторождения Уаз Восточный», составленный филиалам ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» в городе Атырау в 2019г и отчет рассмотрен и согласован ЦКРР МЭ РК (Протокол заседания рабочей группы №16/6 от 28-29.10.2019г). В рамках анализа были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2019-2021гг.

В 2020г был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа...» (Протокол ГКЗ №2236-20-У от 27.11.2020г). В рамках пересчета запасов (ПЗ) были пересмотрены геологические структуры и проинтерпретированы данные по ГИС. Результаты бурения новых скважин и проведенный объем исследовательских работ позволили уточнить категорийность по некоторым продуктивным горизонтам и произвести перевод запасов в более высокие категории.

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

По состоянию на 01.01.2021г на месторождении пробурено 26 скважин.

Из них одна скважина № 13 ликвидированы по геологическим причинам. Добывающий фонд месторождения составляет 18 скважин, все числятся действующими. Скважины добывающего фонда эксплуатируются штанговыми глубинными насосами (ШГН), линейными погружными штанговыми насосами (ЛШПН), ЭВН и фонтанном способом. Реализация системы ППД осуществляется на II объекте, общий нагнетательный фонд составляет 2 скважины, все скважины действующие (№№114н, 115н). В консервации находится 5 скважин. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2021г представлена в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.2.

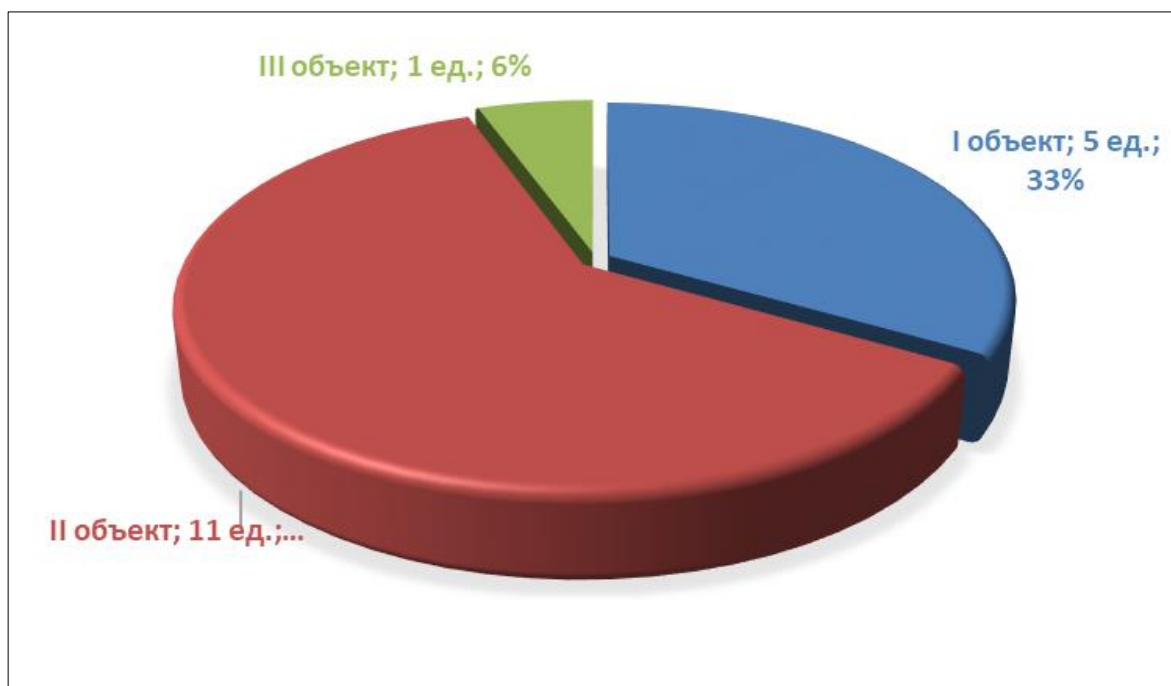


Рис. 3.2.1 – Распределение добывающего фонда скважин по объектам

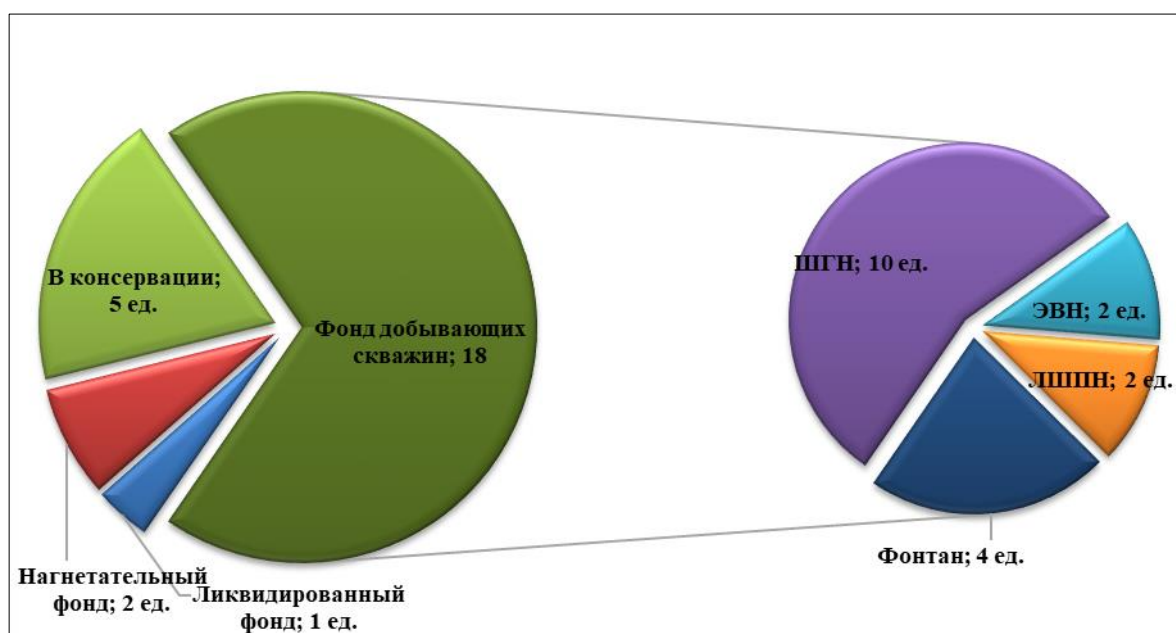


Рис. 3.2.2 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2021г

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2021г

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2021									
Фонд	Категория		Объекты						Всего
			I объект		II объект		III объект		
			(Ne-I, Ne-II)		(Ю-III)		(Т-II)		
			№№ скв	кол-во	№№ скв	кол-во	№№ скв	кол-во	
Эксплуатационный фонд				6		13		1	20
Фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих			6		11		1	18
	из них	ШГН	У-21; 100; 102	3	101; 104; У-8; 105; 106; 108	6	У-1	1	10
		ЭВН	У-5	1	109	1			2
		ЛШПН	У-7; У-3	2					2
		фонтан			103; 107; 111; 113	4			4
Фонд нагнетательных скважин					114н; 115н	2			2
Фонд в консервации			110	1	У-2; У-22; У-24; У-25	4			5
Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам				13	1			1
Итого пробуренный фонд				7		18		1	26

I объект

На I объекте в эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 6 ед. – У-3, У-5, У-7, У-21, 100 и 102.

Скважина У-3 вступила в эксплуатацию вводом из консервации в конце 2014г, со среднесуточным дебитом нефти 14,7 т/сут и обводненностью продукции 24,5%. В середине 2015г режим работы скважины был изменен в сторону увеличения депрессии, что привело к увеличению обводненности продукции по причине прорыва подошвенной воды и снижению дебита нефти. В декабре 2015г скважина У-3 была переведена на механизированный способ эксплуатации по причине падения устьевого давления и снижения дебита жидкости, что позволило стабилизировать обводненность продукции. В середине 2018г увеличение число качаний с 4 до 6 позволило увеличить добычу, дебит нефти увеличился с 3,2 т/сут до 10,3 т/сут. График эксплуатации скважины У-3 представлен на рисунке 3.2.3.

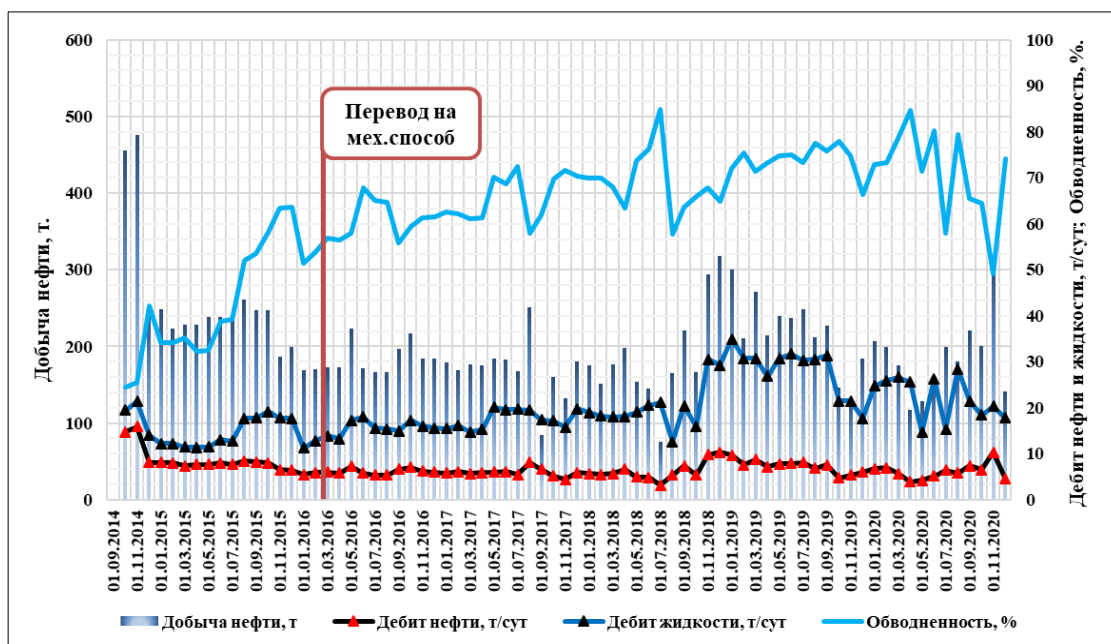


Рис. 3.2.3 – График эксплуатации скважины У-3

Скважина У-5 была введена в эксплуатацию из бурения в 2014г, и вступила в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 11,87 т/сут и обводненностью продукции – 13,7% (рис. 3.2.4). Среднесуточный дебит нефти скважины У-5 за период эксплуатации на II объекте составил 10,87 т/сут при обводненности продукции 22,8%.

В декабре 2015г, скважина была переведена на I объект с целью испытания вышележащего продуктивного II-неокомского горизонта. Среднесуточный дебит нефти скважины составил 11,43 т/сут при обводненности продукции 25%.

В мае 2017г, скважина была переведена на механический способ эксплуатации по причине падения устьевое давления и снижения дебита жидкости.

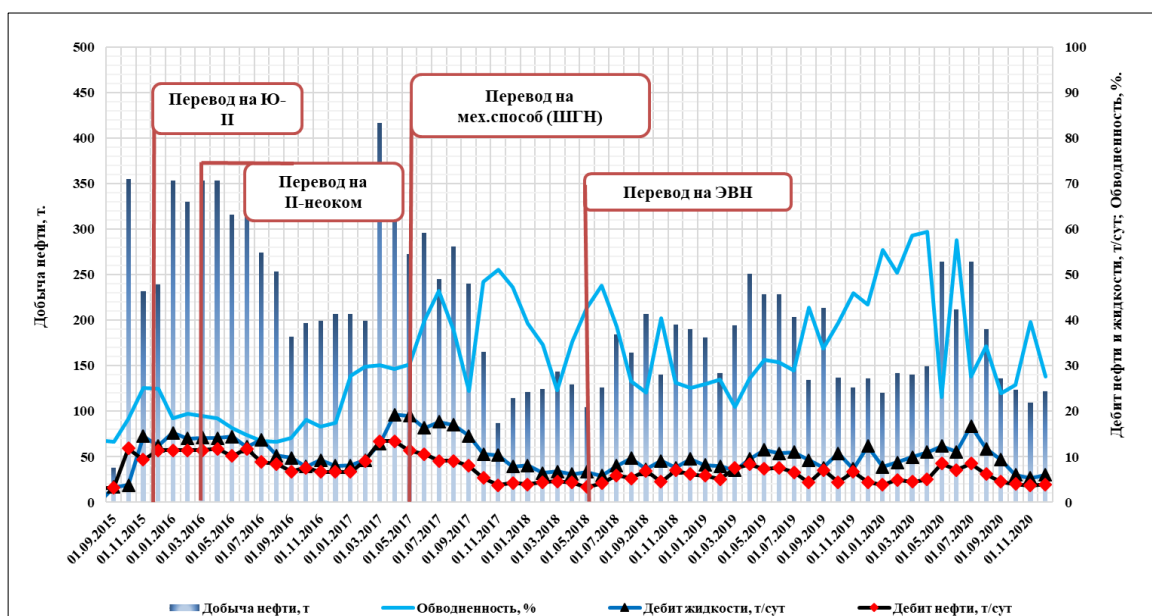


Рис. 3.2.4 – График эксплуатации скважины У-5

Скважина У-7 начала работу с опробования 1-го пласта горизонта Т, при котором был получен приток воды. В сентябре 2015г скважина переведена на вышележащий горизонт I-неоком, с целью опробования запасов категории С₂, среднесуточный дебит нефти скважины составил 3 т/сут при обводненности продукции 15%. В марте 2017г введена из бездействия. Динамика основных показателей работы скважины У-7 представлены на рисунке 3.2.5.

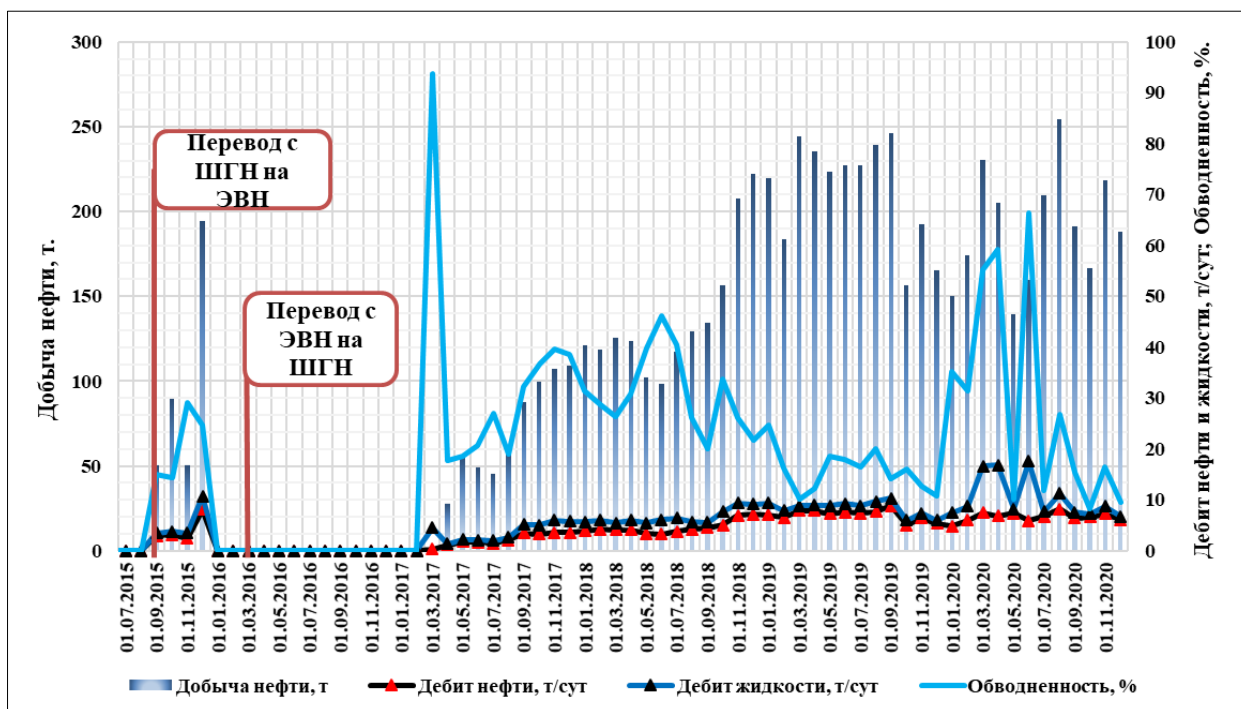


Рис. 3.2.5 – График эксплуатации скважины У-7

Скважина У-21 начала работу с опробования 2 пласта горизонта Т, в результате чего получен приток сухого газа дебитом 1,69 тыс.м³/сут, далее скважина провела испытание горизонта Ю-II, среднесуточный дебит нефти составил 12,5 т/сут, обводненность – 5%. В декабре 2015г скважина переведена в эксплуатацию на I объект, начальный среднесуточный дебит нефти составил 10 т/сут при обводненности 9,1% (рис. 3.2.6).

В сентябре 2016г скважина была переведена на механизированный способ эксплуатации по причине падения устьевого давления и снижения дебита жидкости, что послужило причиной роста обводненности. В апреле 2017г режим работы скважины был изменен, что привело к увеличению обводненности продукции по причине прорыва подошвенной воды и снижению дебита нефти.

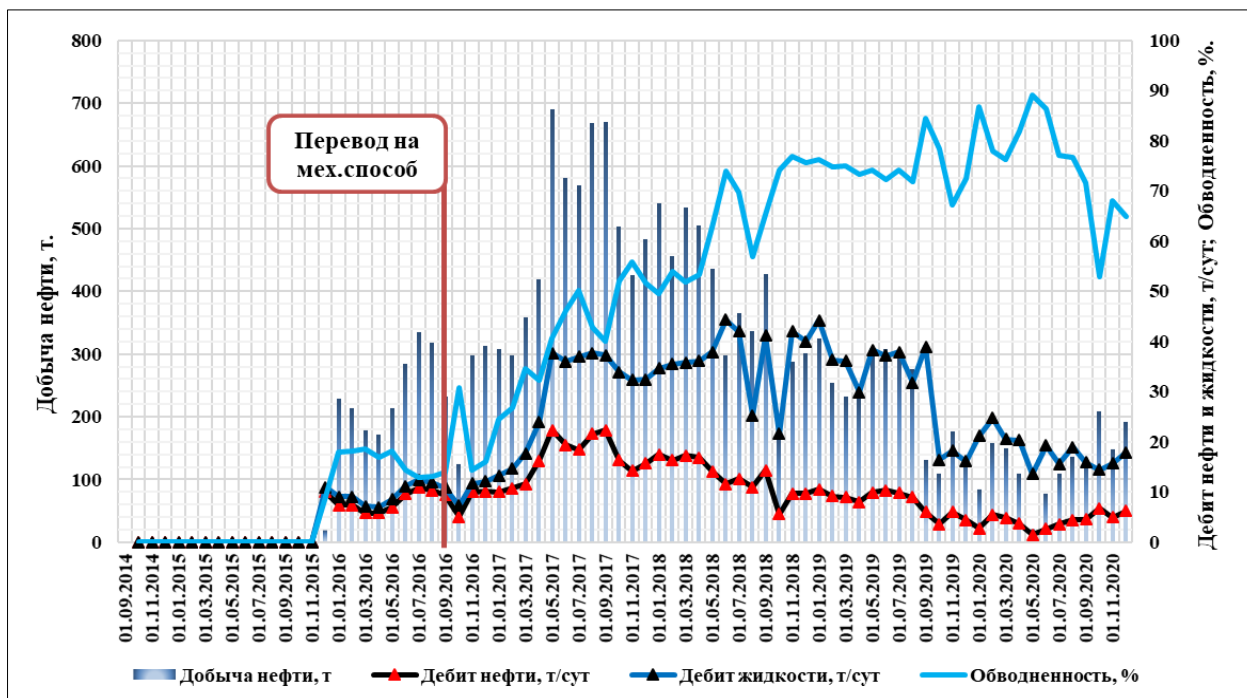


Рис. 3.2.6 – График эксплуатации скважины У-21

Скважина №100 была введена в эксплуатацию из бурения в мае 2020г и вступила в эксплуатацию с среднесуточным дебитом нефти 6,68 т/сут и обводненностью продукции 17,5%.

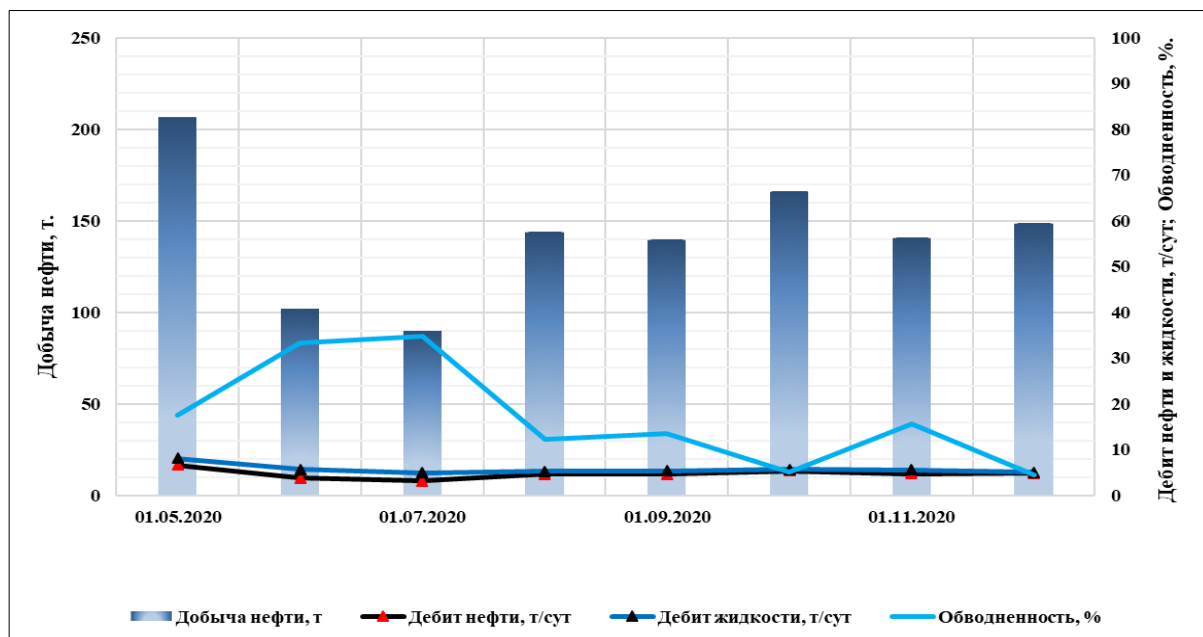


Рис. 3.2.7 – График эксплуатации скважины №100

Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам нефти и обводненности продукции I объекта представлено в таблицах 3.2.2-3.2.3.

На рисунке 3.2.8 и в таблице 3.2.2 показано распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти на дату анализа. Как видно количество скважин по четырем диапазонам дебит нефти распределен таким образом, что скважин с дебитом нефти меньше 5 т/сут составляет 3 единицы (100, У-3, У-5) и 3 единицы скважин (101, У-21, У-7) с дебитом нефти от 5 до 10 т/сут. Основная доля фонда скважин эксплуатируется с дебитами нефти до 5 т/сут и от 5 до 10 т/сут и составляет 43% соответственно. Доля скважин, работающих при дебите нефти от 10 до 20 т/сут составляет 14%.

Как видно из рисунка 3.2.9 и таблицы 3.2.3, на дату составления анализа с обводненностью ниже 40% работает основная доля фонда добывающих скважин. Доля скважин, работающих при обводненности от 60 до 80%, составляет 29% от всего добывающего фонда.

Таблица 3.2.2 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти I объекта на 01.01.2021г

Объект	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут											
		q≤5			5<q≤10			10<q≤20			q>20		
		Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%
I	6	2	У-21, У-3	33	3	100, У-5, У-7	50	1	102	17	0	0	0

Таблица 3.2.3 – Распределение фонда добывающих скважин по обводненности I объекта на 01.01.2021г

Объект	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Диапазон изменения обводненности, %											
		W≤40			40<W≤60			60<W≤80			W>80		
		Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%
I	6	4	100, 102, У-5, У-7	67	0	0	0	1	У-3	17	1	У-21	17

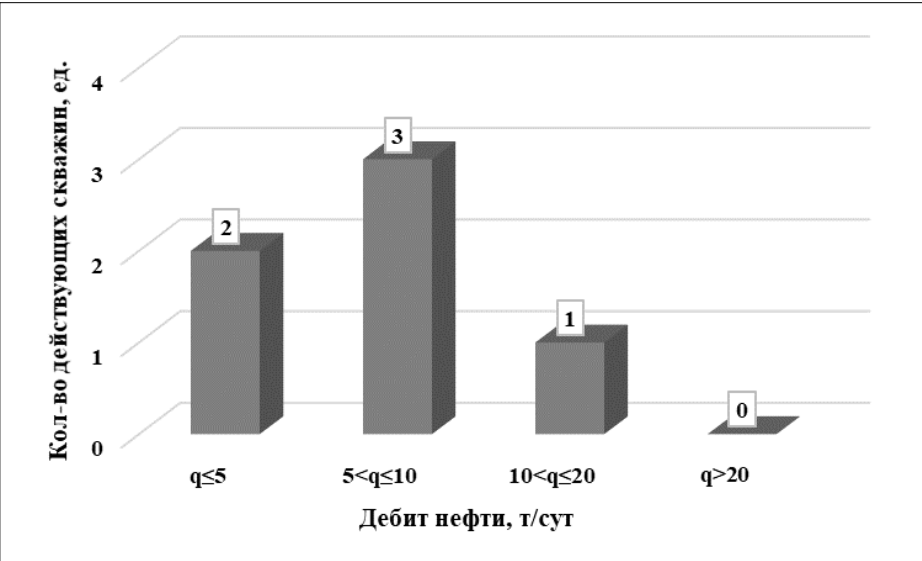


Рис. 3.2.8 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти I объекта

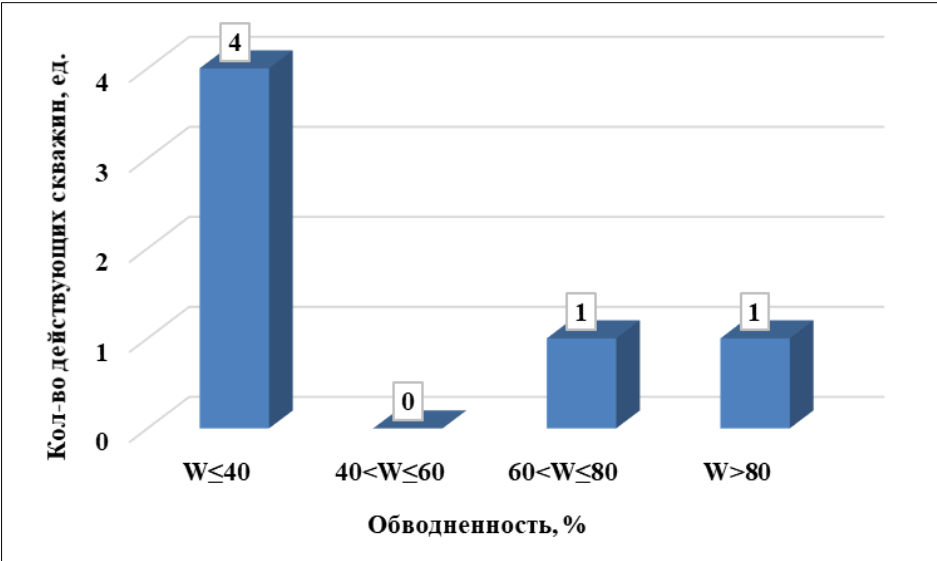


Рис. 3.2.9 – Распределение действующего фонда скважин по обводненности I объекта

II объект

На II объекте в эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 11 ед. – 101, 104, У-8, 105, 106, 107, 108, 109, 103, 111 и 113.

Скважина №104 вступила в эксплуатацию из бурения на II объект в мае 2018г со среднесуточным дебитом нефти 10,3 т/сут и обводненностью 34,3%. За время работы скважины на II объекте добыто 5169т нефти. После изменения режима работы скважины в июле 2018г увеличилась обводненности продукции по причине прорыва подошвенной воды и снизился дебит нефти. После изоляции обводненных интервалов в феврале 2019г месячная добыча нефти увеличивается с 96т до 248т, дебит нефти увеличился с 1,3 т/сут до 8,5 т/сут, обводненность снижается с 93% до 20%. Динамика основных показателей работы скважины №104 представлены на рисунке 3.2.10.

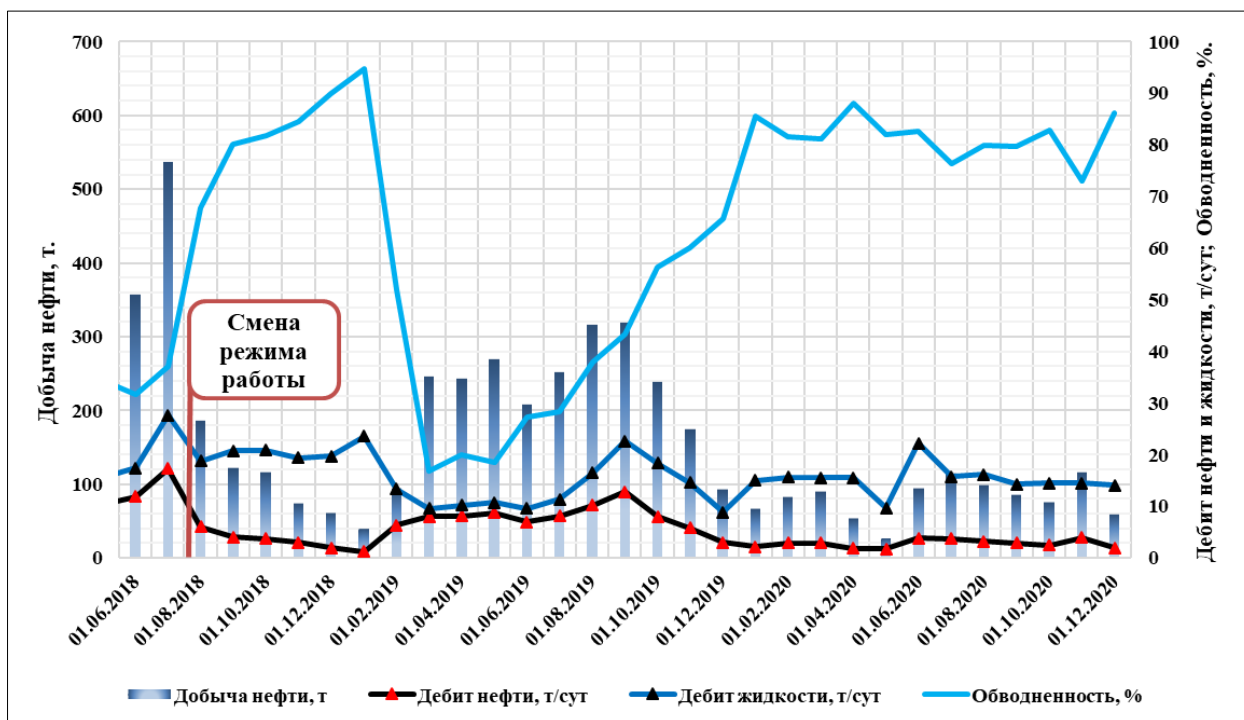


Рис. 3.2.10 – График эксплуатации скважины 104

Скважина У-8 вступила в эксплуатацию из бурения на II объект в октябре 2015г со среднесуточным дебитом нефти 10,4 т/сут и обводненностью 49,4%. За время работы скважины на II объекте добыто 12079т нефти.

В октябре, с целью опробования, скважина была переведена на I-неокомский горизонт, с целью опробования запасов нефти категории С₂, среднесуточный дебит нефти скважины составил 8,06 т/сут при обводненности 32,5%, за время опробования горизонта добыто 633т нефти (рис. 3.2.11).

В июле 2016г скважина была переведена в эксплуатацию на II объект (горизонт Ю-III) со среднесуточным дебитом нефти 6,1 т/сут и обводненностью 31,5%. В октябре была

переведена на механизированный способ эксплуатации по причине падения устьевое давления, что позволило увеличить дебит нефти.

В начале 2017г режим работы скважины был изменен в сторону увеличения депрессии, что привело к увеличению обводненности продукции по причине прорыва подошвенной воды и снижению дебита нефти.

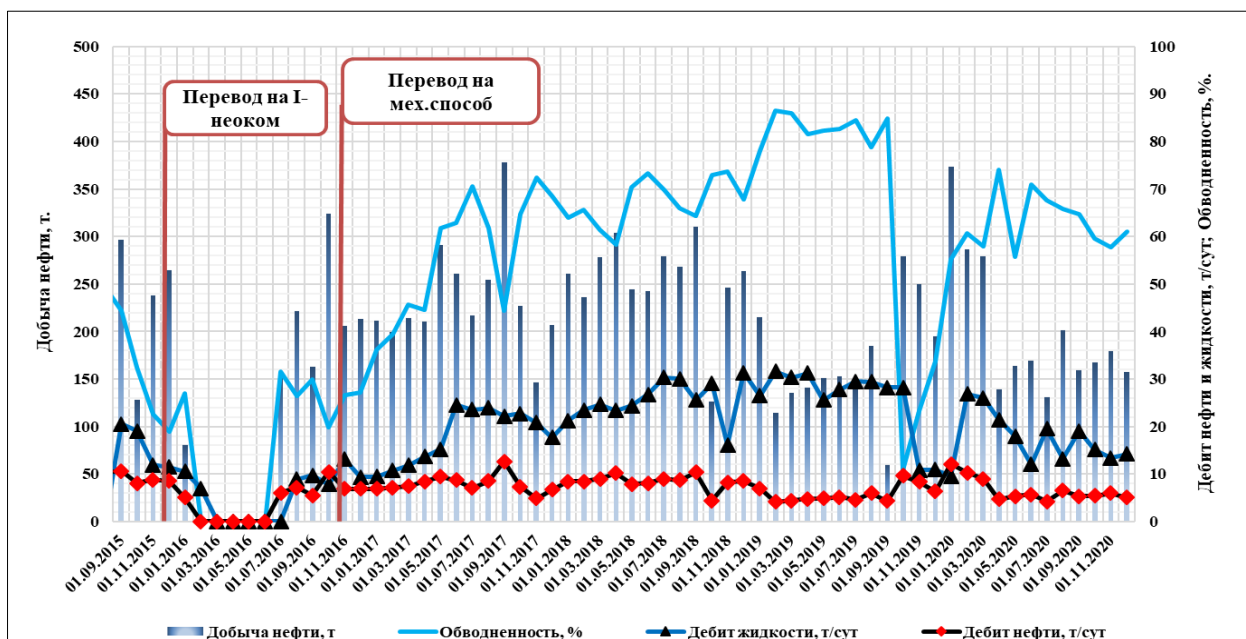


Рис. 3.2.11 – График эксплуатации скважины У-8

Скважина №105 вступила в эксплуатацию из бурения на II объект в феврале 2019г со среднесуточным дебитом нефти 8,5 т/сут и обводненностью 10,5%. За время работы скважины на II объекте добыто 5 852т нефти (рис.3.2.12).

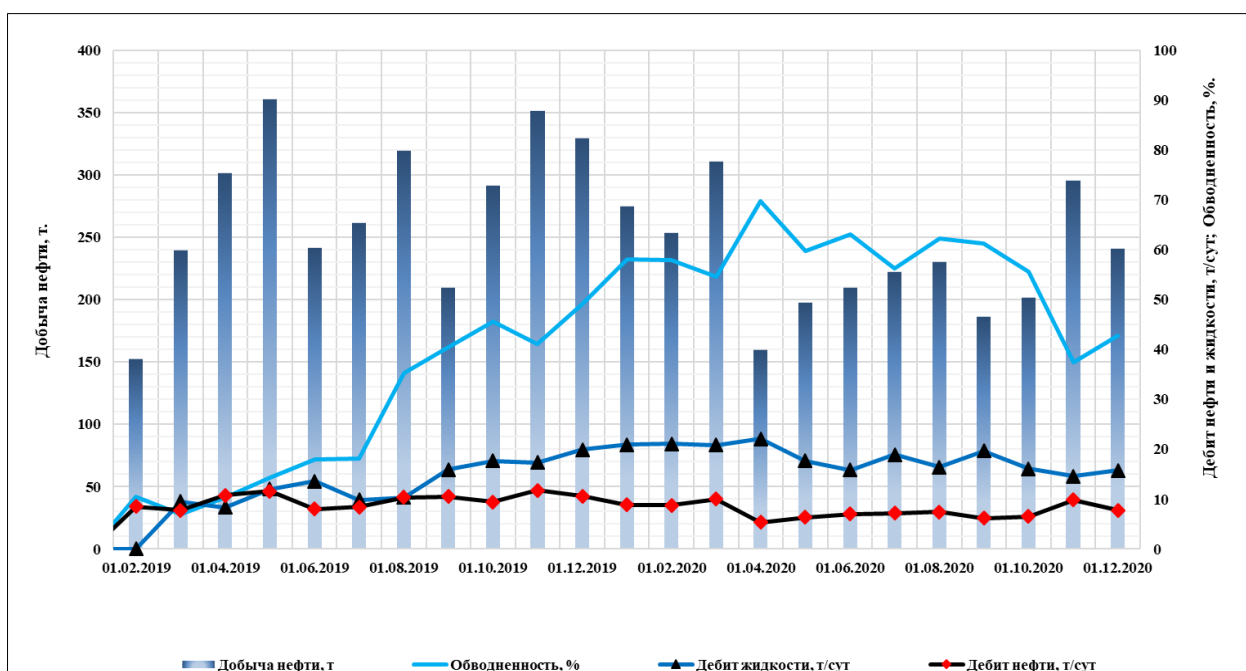


Рис. 3.2.12 – График эксплуатации скважины 105

Скважина №106 вступила в эксплуатацию из бурения на **II объект** в августе 2018г со среднесуточным дебитом нефти 13,6 т/сут и обводненностью 33,1%. За время работы скважины на II объекте добыто 17 529т нефти. Динамика основных показателей работы скважины представлены на рисунке 3.2.13.

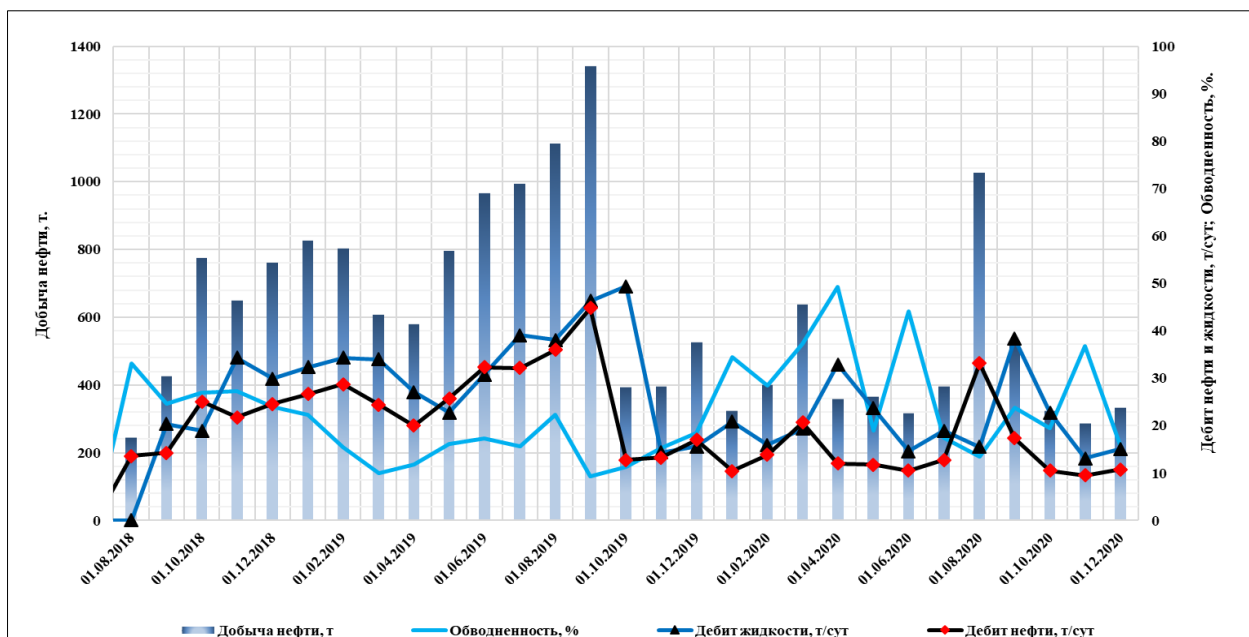


Рис. 3.2.13 – График эксплуатации скважины 106

Скважина №107 вступила в эксплуатацию из бурения на **II объект** в апреле 2018г со среднесуточным дебитом нефти 9,6 т/сут и обводненностью 32,8%. За время работы скважины на II объекте добыто 4139т нефти. В октябре 2018г режим работы скважины был изменен в сторону увеличения депрессии. С 2019г наблюдается увеличение обводненности и снижению дебита нефти связанный с изменением50 режима работы скважины и является свидетельством перехода скважины на форсированный отбор. Динамика основных показателей работы скважины №107 представлены на рисунке 3.2.14.

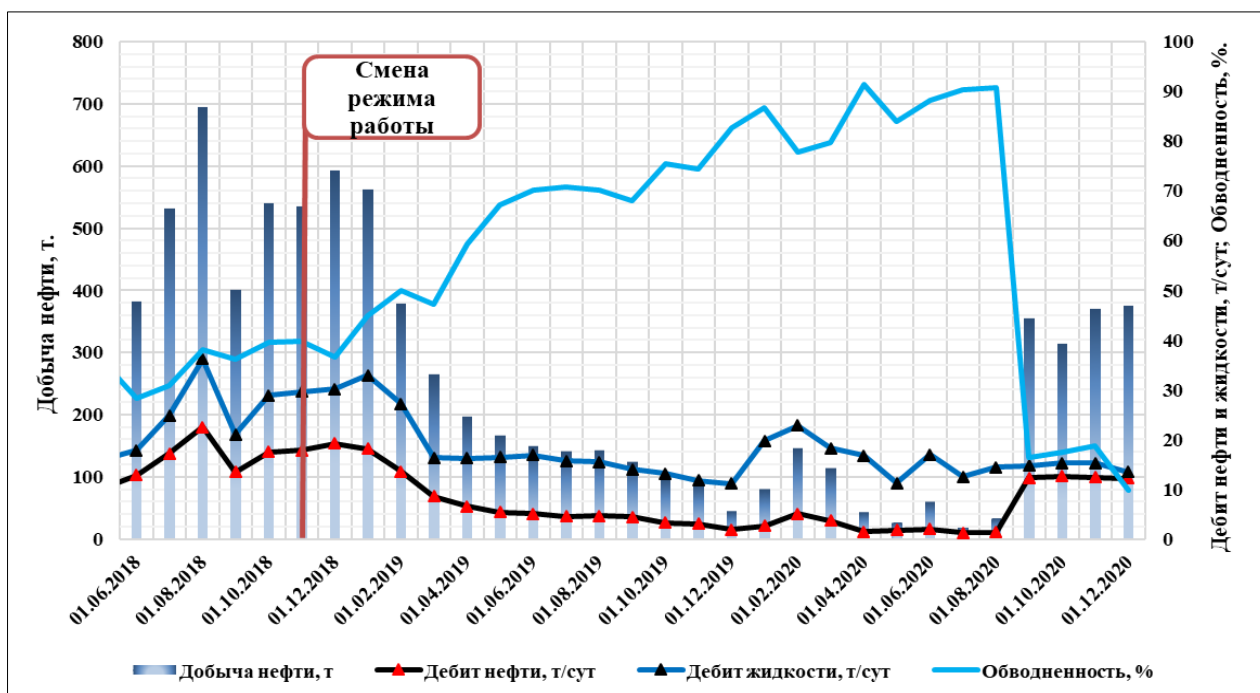


Рис. 3.2.14 – График эксплуатации скважины 107

Скважина №108 вступила в эксплуатацию из бурения на **II объект** в июле 2018г со среднесуточным дебитом нефти 8,8 т/сут и обводненностью 21,8%. За время работы скважины на II объекте добыто 5 677т нефти. В октябре 2018г режим работы скважины был изменен в сторону увеличения депрессии, что привело к росту обводненности продукции и дебита нефти, по динамике изменения обводнения следует отметить, что скважина вошла в полный этап прорыва воды. Динамика основных показателей работы скважины №108 представлены на рисунке 3.2.15.

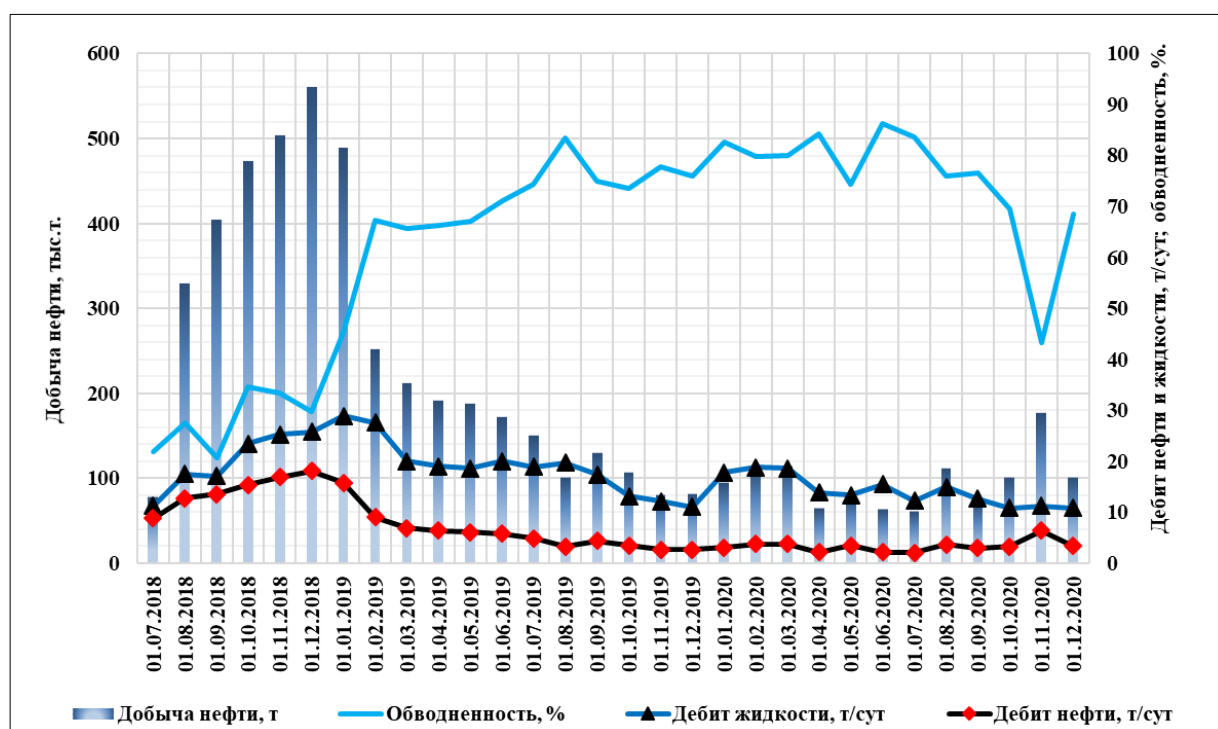


Рис. 3.2.15 – График эксплуатации скважины 108

Скважина №109 вступила в эксплуатацию из бурения на **II объект** в феврале 2019г со среднесуточным дебитом нефти 10,1 т/сут и обводненностью 12,3%. За время работы скважины на II объекте добыто 4 613т нефти. Динамика основных показателей работы скважины №109 представлены на рисунке 3.2.16.

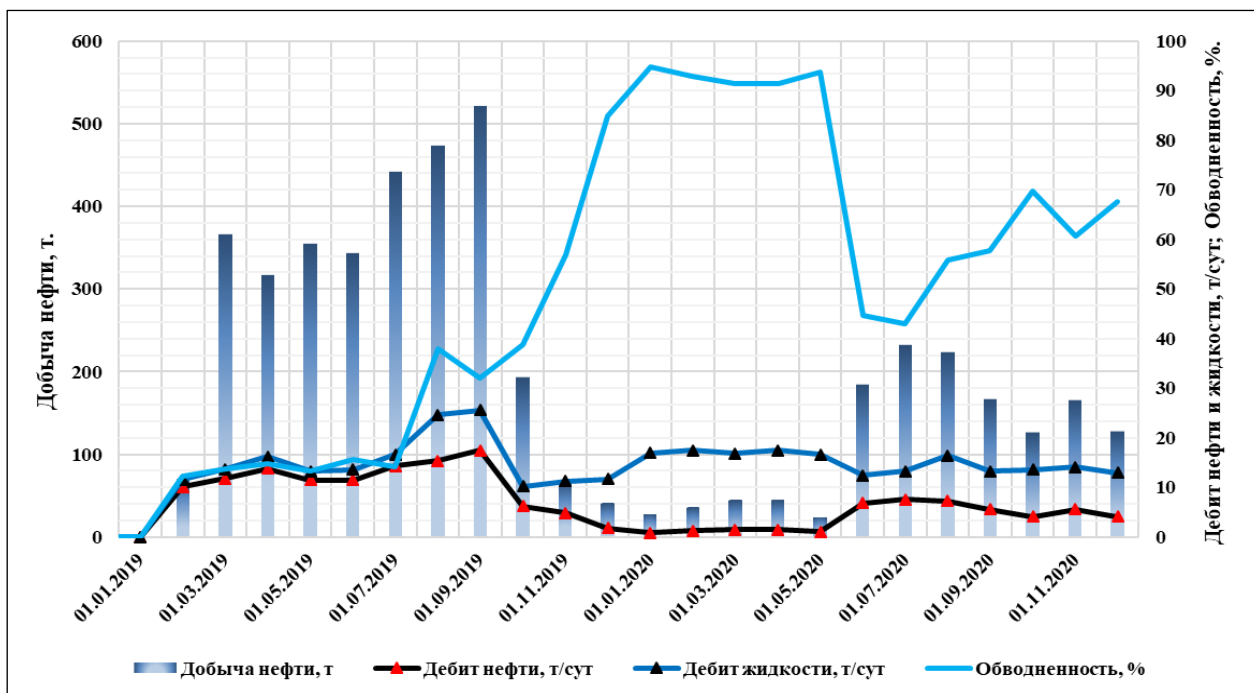


Рис. 3.2.16 – График эксплуатации скважины 109

Скважина №103 вступила в эксплуатацию из бурения на **II объект** в декабре 2018г со среднесуточным дебитом нефти 8 т/сут и обводненностью 11,1%. За время работы скважины на II объекте добыто 7 615т нефти. Динамика основных показателей работы скважины №103 представлены на рисунке 3.2.17.

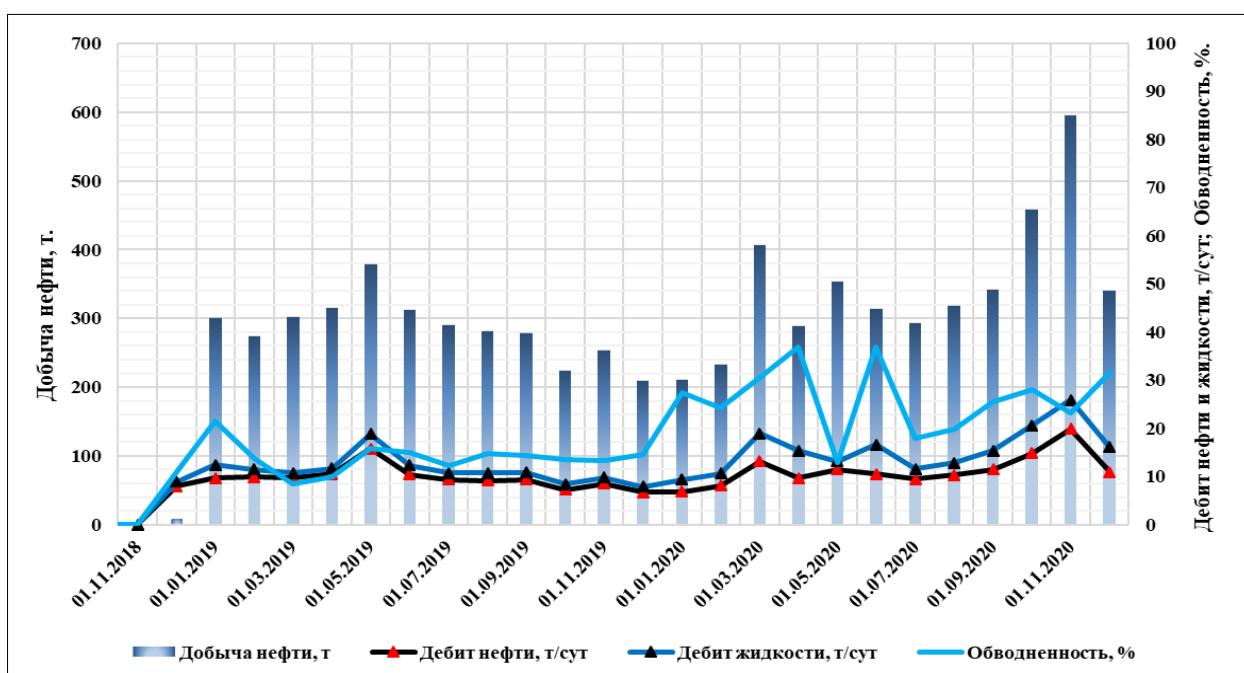


Рис. 3.2.17 – График эксплуатации скважины 103

Скважина №111 вступила в эксплуатацию из бурения на **II объект** в октябре 2019г со среднесуточным дебитом нефти 74 т/сут и обводненностью 34%. За время работы скважины на II объекте добыто 27 908т нефти. Динамика основных показателей работы скважины представлены на рисунке 3.2.18.

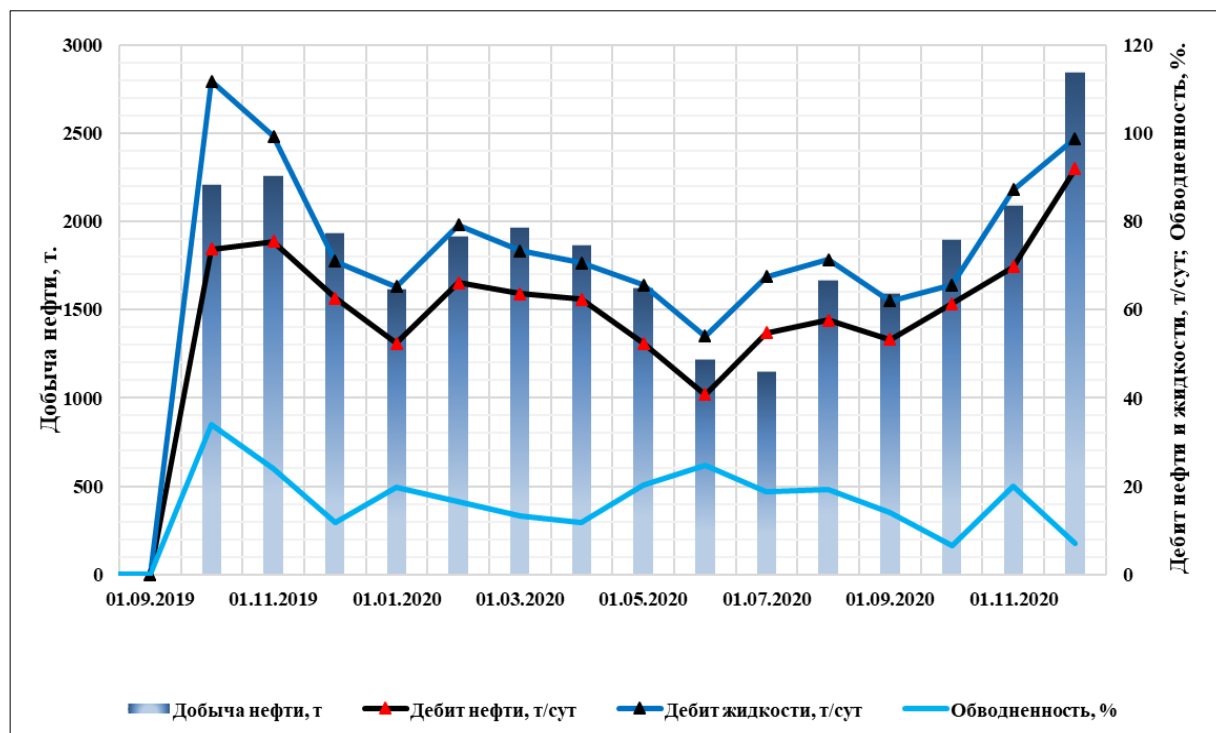


Рис. 3.2.18 – График эксплуатации скважины 111

Скважина №113 вступила в эксплуатацию из бурения на **II объект** в мае 2020г со среднесуточным дебитом нефти 12 т/сут и обводненностью 28%. За время работы скважины на II объекте добыто 2 332т нефти. Динкамика основных показателей работы скважины №113 представлены на рисунке 3.2.19.

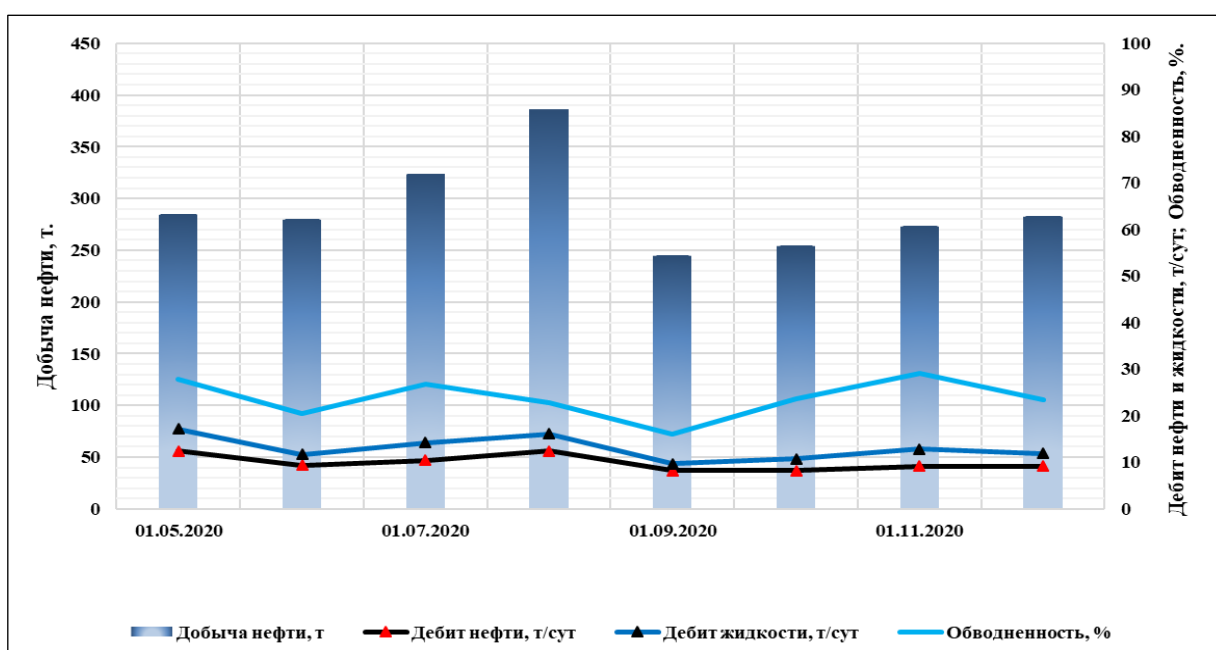


Рис. 3.2.19 – График эксплуатации скважины 113

Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам нефти и обводненности продукции II объекта представлено в таблицах 3.2.4-3.2.5.

На рисунке 3.2.20 и в таблице 3.2.4 показано распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти на дату анализа. Как видно количество скважин по четырем диапазонам дебит нефти распределены практически одинаково, однако основная доля фонда скважин эксплуатируется с дебитами нефти до 5 т/сут и от 5 до 10 т/сут и составляет 33% соответственно. Доля скважин, работающих при дебите нефти от 10 до 20 т/сут составляет 22%. С дебитами более 20 т/сут работает 1 скважина №111, дебит по которой составил 91,9 т/сут.

Как видно из рисунка 3.2.21 и таблицы 3.2.5, на дату составления анализа с обводненностью ниже 40% работает основная доля фонда добывающих скважин. Доля скважин, работающих при обводненности от 40 до 60%, составляет 11% и от 60 до 80% составляет 33% от всего добывающего фонда. Еще 11% всех скважин эксплуатируются с обводненностью более 80%.

Таблица 3.2.4 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти II объекта на 01.01.2021г

Объект	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут										
		$q \leq 5$			$5 < q \leq 10$			$10 < q \leq 20$			$q > 20$	
		Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв
II	11	4		36	3	101, 105, У-8	27	3	103, 106, 113	27	1	111

Таблица 3.2.5 – Распределение фонда добывающих скважин по обводненности II объекта на 01.01.2021г

Объект	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Диапазон изменения обводненности, %										
		$W \leq 40$			$40 < W \leq 60$			$60 < W \leq 80$			$W > 80$	
		Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв
I	6	4	100, 102, У-5, У-7	67	0	0	0	1	У-3	17	1	У-21
II	11	4	103, 106, 111, 113	36	3	101, 105, У-8	27	1	108	9	3	104, 107, 109

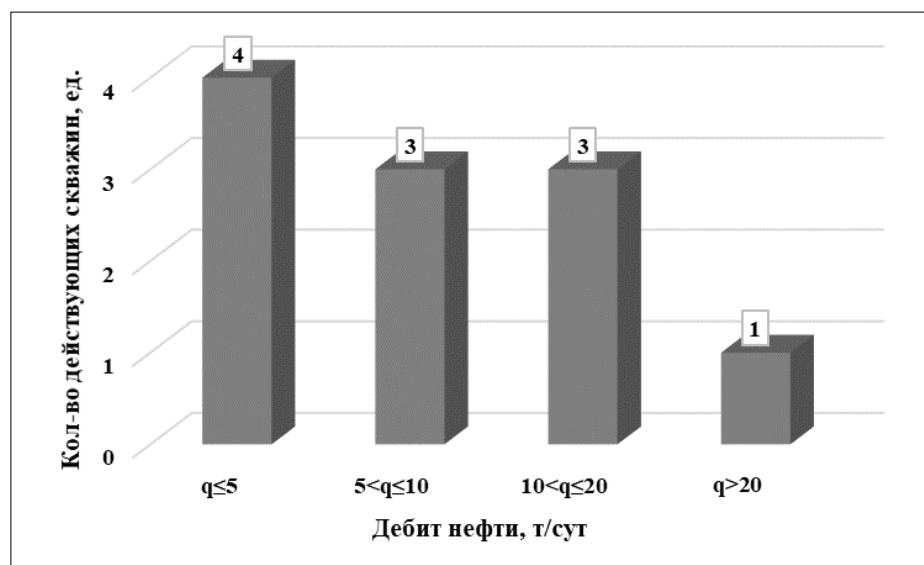


Рис. 3.2.20 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти II объекта

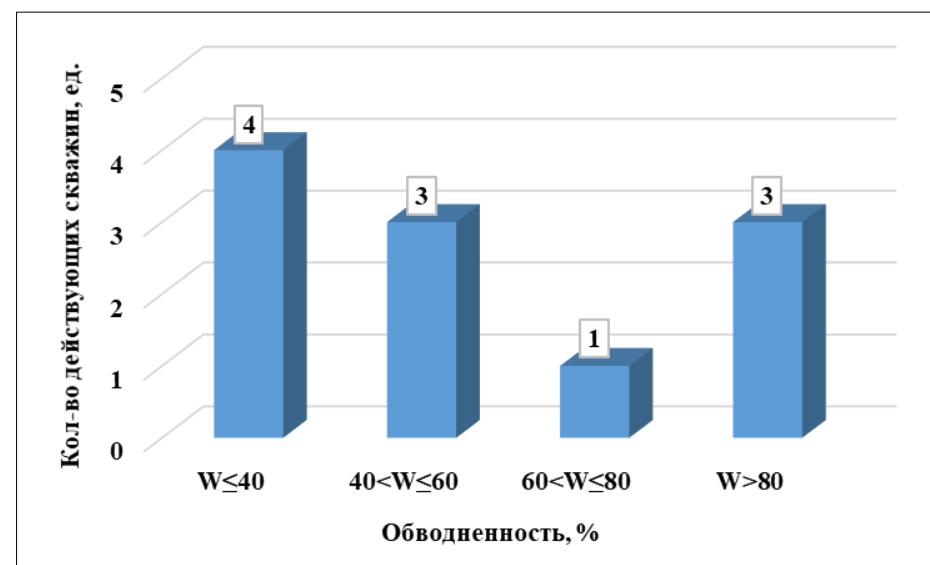


Рис. 3.2.21 – Распределение действующего фонда скважин по обводненности II объекта

III объект.

На III объекте в эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 1 ед. – У-1.

Скважина У-1 была введена в эксплуатацию из бурения в октябре 2014г, начав работу с опробования 2 пласта триасового горизонта. Компрессированием был вызван приток нефти с дебитом 7,2 т/сут и обводненностью продукции – 17,5%. Далее с целью опробования был перфорирован вышележащий юрский горизонт, на котором притока не получили. После, скважина была переведена на III объект разработки и вступила в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 3,3 т/сут и обводненностью – 55,2% (рис 3.2.22). Среднесуточный дебит нефти скважины У-1 составил 1,2 т/сут при обводненности продукции 23,4%. За время работы скважины на III объекте добыто 2 346т нефти.

Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам нефти и обводненности продукции III объекта представлено в таблицах 3.2.6-3.2.7 и на рисунке 3.2.23 и 3.2.24.

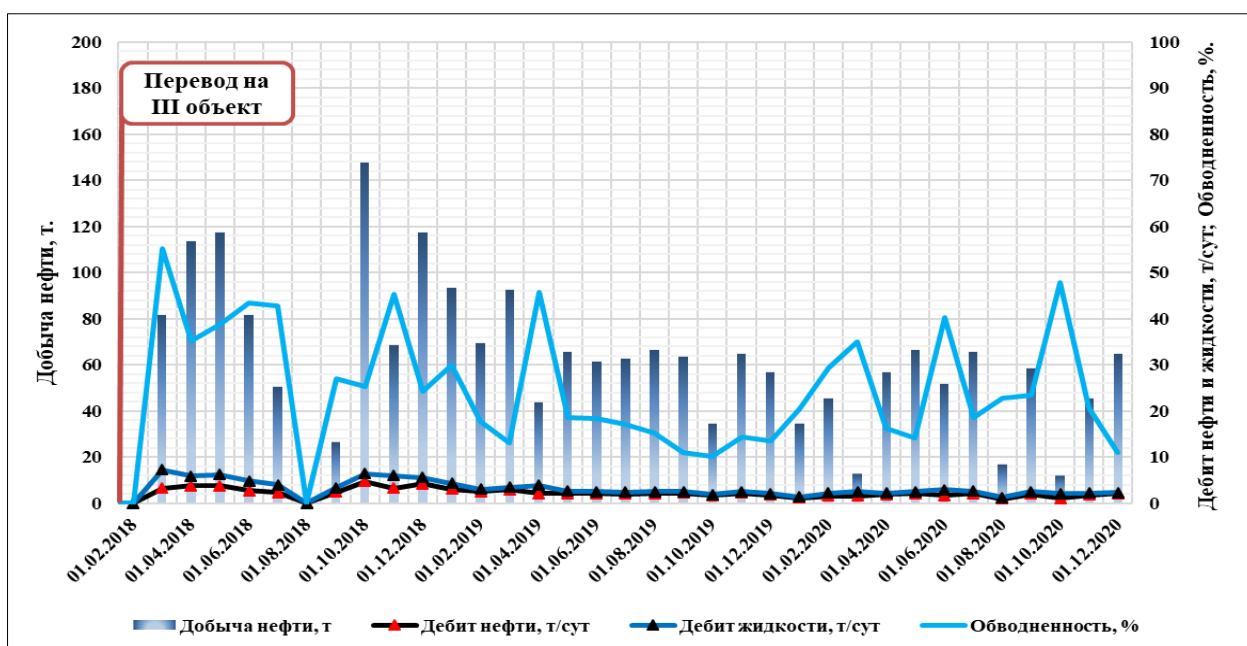


Рис. 3.2.22 – График эксплуатации скважины У-1

Таблица 3.2.6 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти III объекта на 01.01.2021г

Объект	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут											
		q≤5			5<q≤10			10<q≤20			q>20		
		Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%
III	1	1	У-1	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 3.2.7 – Распределение фонда добывающих скважин по обводненности III объекта на 01.01.2021г

Объект	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Диапазон изменения обводненности, %											
		W≤40			40<W≤60			60<W≤80			W>80		
		Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%	Кол-во	№№ скв	%
III	1	1	У-1	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0

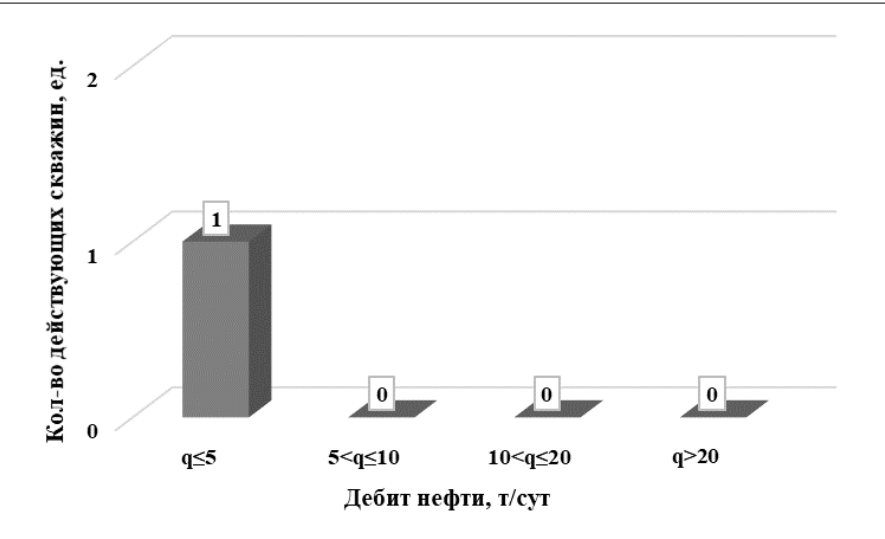


Рис. 3.2.23 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти III объекта

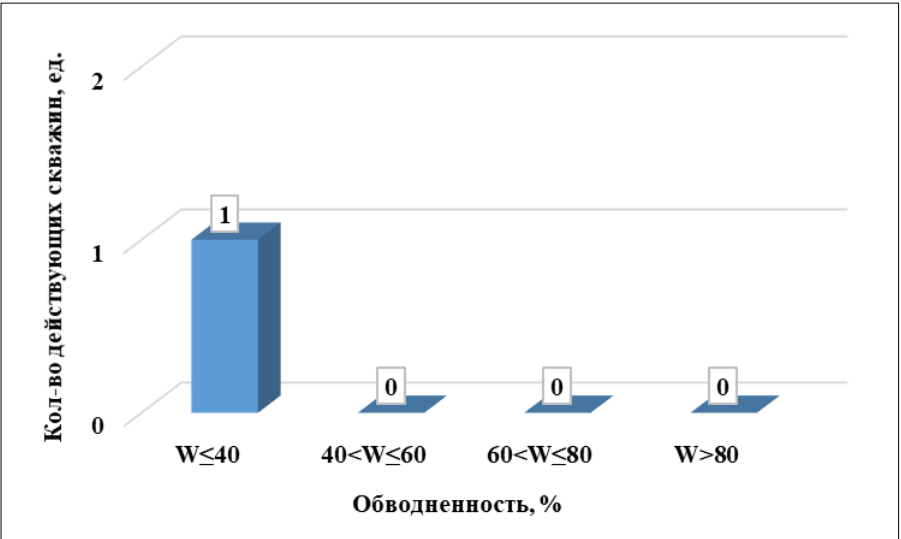


Рис. 3.2.24 – Распределение действующего фонда скважин по обводненности III объекта

Анализ технологических показателей разработки

Проектным документам является «Технологическая схема разработки...» (составленному в 2016г), месторождения разрабатывается согласно «Анализам разработки...» (составленному в 2019г.)

I объект

Разработка **I объекта** осуществляется с 2014г.

Основные технологические показатели эксплуатации I объекта приведены в таблице 3.2.8.

В 2016г добыча нефти по объекту составила 8,6 тыс.т, при среднесуточном дебите нефти 7,9 т/сут, и фонде добывающих скважин 4 ед (коэффициент эксплуатации составил 0,97 доли ед.). Обводненности продукции составила 34,8%.

В 2017г добыча нефти по объекту составила 11,6 тыс.т, при среднесуточном дебите нефти 8,9 т/сут и обводненности продукции 48%. Фонд добывающих скважин – 4 ед, при коэффициенте эксплуатации 0,94 доли ед.

Добыча нефти за 2018г составила 10,4 тыс.т. нефти, при среднесуточном дебите нефти 7,2 т/сут, и фонде добывающих скважин 4 ед. Обводненность продукции составила 58,9%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 15,2%.

В 2019г добыча нефти по объекту составила 10,2 тыс.т, при среднесуточном дебите нефти 7,2 т/сут и обводненности продукции 63,0%. Фонд добывающих скважин – 4 ед, при коэффициенте эксплуатации 0,97 доли ед.

Добыча нефти за 2020г составила 10,9 тыс.т. нефти, при среднесуточном дебите нефти 5,7 т/сут, и фонде добывающих скважин 7 ед. Обводненность продукции составила 57,4%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 16,4%. Текущий КИН составил 0,035 доли ед.

Накопленная добыча нефти на дату отчета составила 57,0 тыс.т при текущем КИН – 0,035 доли ед. За весь период разработки добыто 122,7 тыс.т. жидкости, растворенного газа 1,175 млн.м³.

II объект

Данный объект вступил в разработку в середине 2015г, путем ввода из бурения скважины (У-5). Скважина У-5 вступила в эксплуатацию путем перевода из триасового горизонта после опробования, с дебитом нефти 11,9 т/сут и обводненностью продукции 18,3%.

В 2016г добыча нефти по объекту составила 1,3 тыс.т, при среднесуточном дебите нефти 7,2 т/сут и обводненности продукции 26,2%. Фонд добывающих скважин – 2 ед, при коэффициенте эксплуатации 0,97 доли ед.

В 2017г добыча нефти по объекту составила 2,8 тыс.т, при среднесуточном дебите нефти 7,9 т/сут, и фонде добывающих скважин 2 ед (коэффициент эксплуатации составил 0,98 доли ед.). Обводненности продукции составила 58,6%.

За 2018г добыча нефти по объекту составила 14,1 тыс.т, при среднесуточном дебите нефти 12,3 т/сут и обводненности продукции 49,3%. Фонд добывающих скважин – 6 ед, при коэффициенте эксплуатации 0,92 доли ед.

Добыча нефти за 2019г составила 34,6 тыс.т. нефти, при среднесуточном дебите нефти 12,3 т/сут, и фонде добывающих скважин 10 ед. Обводненность продукции за 2019г составила 41,3%.

Добыча нефти за 2020г составила 42,9 тыс.т. нефти, при среднесуточном дебите нефти 12,9 т/сут. Обводненность продукции составила 41,9%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 8,8%. Накопленная добыча нефти на дату отчета составила 96,8тыс.т при текущем КИН – 0,028/ доли ед. За весь период разработки добыто 177 тыс.т. жидкости, растворенного газа 2,388 млн.м³.

На дату отчета по объекту фонд скважин составляет 11 ед., коэффициент эксплуатации составляет 0,97 доли ед. Основные технологические показатели эксплуатации II объекта приведены в таблице 3.2.9 и на рисунке 3.2.26.

III объект

Данный объект вступил в разработку в марте 2018г, путем перевода одной скважины (У-1). Скважина У-1 вступила в эксплуатацию с дебитом нефти 3,3 т/сут и обводненностью продукции 55,2. В целом, добыча за 2018г составила 0,809 тыс. т. нефти, при среднесуточном дебите нефти 3,5 т/сут. Текущий КИН составил 0,033 доли ед. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 13,9%.

Добыча нефти за 2019г составила 0,8 тыс.т. нефти, при среднесуточном дебите нефти 2,3 т/сут, и фонде добывающих скважин 1 ед. Обводненность продукции за 2019г составила 19,8%.

Добыча нефти за 2020г составила 0,5 тыс.т. нефти, при среднесуточном дебите нефти 1,8 т/сут, и фонде добывающих скважин 1 ед. Обводненность продукции составила 23,1%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 11,2%. За весь период разработки добыто 3,2 тыс.т. жидкости, 2,3 тыс.т. нефти, отбор от НИЗ составил 25,8% при обводненности 23,4%, растворенного газа 0,104 млн.м³. На дату отчета фонд скважин по объекту составляет 1 ед. Основные технологические показатели эксплуатации III объекта приведены в таблице 3.2.10.

В целом по месторождению

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2020г и составил 54.4 тыс.т, при темпе отбора от НИЗ 5.4%. Максимальный уровень добычи нефти обусловлен бурением и вводом новых скважин.

Дебит нефти в целом по участку в период 2016-2020гг стабильный и держится на уровне с 8 т/сут до 9 т/сут.

Динамика добычи жидкости с начала разработки месторождения носит растущий характер. Максимальный уровень добычи 100,5 тыс.т. достигнут в 2020г. Дебит жидкости в течение 2016-2018гг увеличивается от 11 до 19 т/сут, и далее снижается до 17,4 т/сут. Период безводной эксплуатации отсутствует. Уровень обводнения нарастает в среднем на 5-10% в год. Начиная с 2019г, темп обводнения добываемой продукции снижается до 45,9%.

В 2018г добыто 25,4 тыс.т. нефти, 54,5 тыс.т. жидкости и 560 тыс.м³ растворенного газа. Значение газового фактора (ГФ) оценивается на уровне 22,1 м³/т. Средний дебит нефти составил 9 т/сут, жидкости 19,3 т/сут.

В 2019г добыча нефти составила 39,2 тыс.т, при среднесуточном дебите нефти 8,1 т/сут и обводненности продукции 50,5%. Фонд добывающих скважин – 14 ед, при коэффициенте эксплуатации 0,93 доли ед.

За 2020г добыто 54,4 тыс.т. нефти, 100,5тыс.т. жидкости и 1,710 млн.м³ растворенного газа. Значение газового фактора (ГФ) оценивается на уровне 31,5 м³/т. Средний дебит нефти составил 9,4 т/сут, жидкости 17,4 т/сут.

Основные технологические показатели представлены в таблице 3.2.11 и на рисунке 3.2.28.

Таблица 3.2.8 – Основные технологические показатели разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Добыча нефти	тыс.т	8,6	11,6	10,4	10,2	10,9
2	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>1,4</i>
3	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>8,6</i>	<i>11,6</i>	<i>10,4</i>	<i>10,2</i>	<i>9,6</i>
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	13,9	25,5	35,9	46,1	57,0
5	Текущий КИН	доли ед.	0,008	0,016	0,022	0,028	0,035
6	Отбор от НИЗ	%	4,0	7,3	10,3	13,3	16,4
7	Добыча газа	млн.м ³	0,060	0,228	0,237	0,231	0,267
8	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,212	0,440	0,677	0,908	1,176
9	Газовый фактор	м ³ /т	7,0	19,6	22,7	22,7	24,5
10	Темп отбора от НИЗ	%	2,5	3,3	3,0	2,9	3,1
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	2,5	3,5	3,2	3,3	3,6
12	Среднегодовая обводненность	%	34,8	48,0	58,9	63,0	57,4
13	<i>в том числе: переходящих скважин</i>	<i>%</i>	<i>34,8</i>	<i>48,0</i>	<i>58,9</i>	<i>63,0</i>	<i>60,2</i>
14	<i>новых скважин</i>	<i>%</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>16,1</i>
15	Добыча жидкости	тыс.т	13,2	22,3	25,4	27,6	25,6
16	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>1,6</i>
17	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>13,2</i>	<i>22,3</i>	<i>25,4</i>	<i>27,6</i>	<i>24,0</i>
18	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	21,8	44,1	69,5	97,1	122,8
19	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	3
20	<i>в том числе: из бурения</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
21	<i>из консервации</i>		<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
22	<i>переводом с других объектов</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
23	Выбытие добывающих скважин	ед.	1	0	0	0	1
24	<i>в том числе: в нагнетательный фонд</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
25	<i>перевод на другой объект</i>	<i>ед.</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
26	<i>в консервацию</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	4	4	4	4	6
28	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	3	4	4	4	6
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, по нефти	т/сут	7,9	8,9	7,2	7,2	5,7
30	по жидкости	т/сут	12,1	17,0	17,6	19,4	13,5
31	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7
32	по жидкости	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1
33	Коэффициент использования фонда скважин	доли ед.	0,75	1,00	1,00	1,00	1,00
34	Коэффициент эксплуатации скважин	доли ед.	0,97	0,94	0,99	0,97	0,97
35	в т.ч.: новых скважин	доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

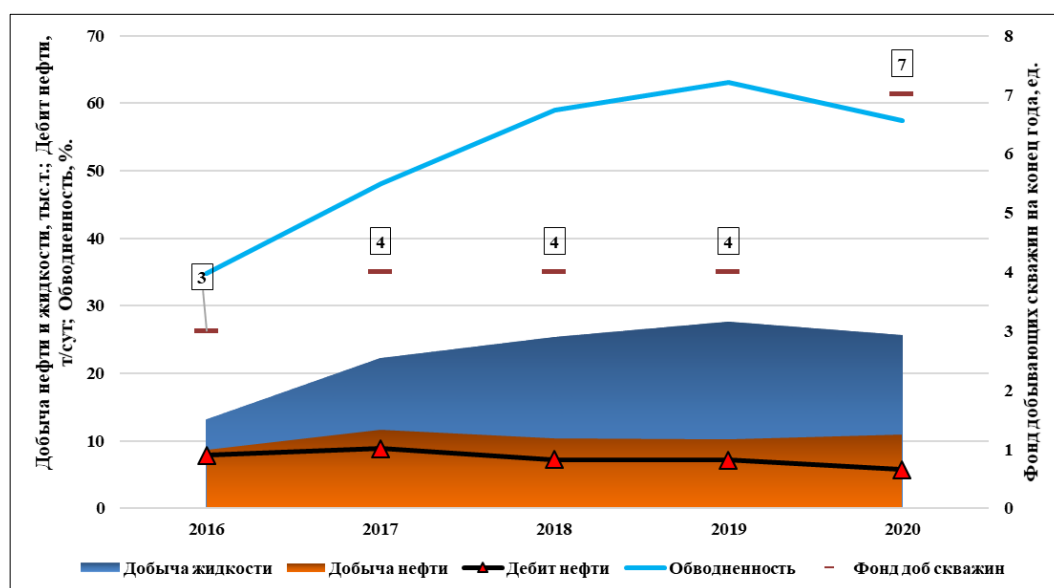


Рис. 3.2.25 – График разработки I объекта

Таблица 3.2.9 – Основные технологические показатели разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Добыча нефти	тыс.т	1,3	2,8	14,1	34,6	42,9
2	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>11,1</i>	<i>12,7</i>	<i>2,3</i>
3	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>1,3</i>	<i>2,8</i>	<i>3,0</i>	<i>21,9</i>	<i>40,6</i>
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2,3	5,2	19,3	53,8	96,8
5	Текущий КИН	доли ед.	0,001	0,003	0,010	0,028	0,050
6	Отбор от НИЗ	%	0,4	0,8	3,2	8,8	15,9
7	Добыча газа	млн.м ³	0,013	0,066	0,207	0,655	1,416
8	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,044	0,111	0,318	0,973	2,388
9	Газовый фактор	м ³ /т	9,8	23,5	14,7	18,9	23,5
10	Темп отбора от НИЗ	%	0,2	0,5	2,3	5,7	7,0
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	0,2	0,5	2,3	5,9	7,7
12	Среднегодовая обводненность	%	26,2	58,6	49,3	41,3	41,9
13	<i>в том числе: переходящих скважин</i>	<i>%</i>	<i>26,2</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>47,2</i>	<i>42,9</i>
14	<i>новых скважин</i>	<i>%</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>39,7</i>	<i>27,4</i>	<i>24,1</i>
15	Закачка рабочего агента (вода)	тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	1,2	48,2
16	Накопленная закачка рабочего агента (вода)	тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	1,2	49,5
17	Добыча жидкости	тыс.т	1,7	6,8	27,8	58,9	74,2
18	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>18,4</i>	<i>17,5</i>	<i>3,1</i>
19	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>1,7</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>41,5</i>	<i>71,1</i>
20	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	3,3	10,2	38,0	96,9	171,1
21	Ввод новых добывающих скважин	ед.	2	0	5	4	1
22	<i>в том числе: из бурения</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>5</i>	<i>4</i>	<i>1</i>
23	<i>из консервации</i>	<i>ед.</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
24	<i>переводом с других объектов</i>	<i>ед.</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
25	Выбытие добывающих скважин	ед.	1	0	1	0	0
26	<i>в том числе: в нагнетательный фонд</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
27	<i>перевод на другой объект</i>	<i>ед.</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
28	<i>в консервацию</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
29	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	2	2	6	10	11
30	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	2	2	6	8	11
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку	ед.	0	0	0	2	0
32	<i>в т.ч.: из бурения</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>
33	<i>из добывающего фонда</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
34	<i>из прочих категорий</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
35	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
36	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	0	0	0	2	2
37	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, по нефти	т/сут	7,2	7,9	12,3	12,3	12,9
38	<i>по жидкости</i>	<i>т/сут</i>	<i>9,8</i>	<i>19,1</i>	<i>24,2</i>	<i>20,9</i>	<i>22,2</i>
39	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	0,0	0,0	14,1	18,5	12,4
40	<i>по жидкости</i>	<i>т/сут</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>23,4</i>	<i>25,5</i>	<i>17,2</i>
41	Коэффициент использования фонда скважин	доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,80	1,00
42	Коэффициент эксплуатации скважин	доли ед.	0,97	0,98	0,92	0,95	0,97
43	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	<i>доли ед.</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,89</i>	<i>0,90</i>	<i>0,74</i>

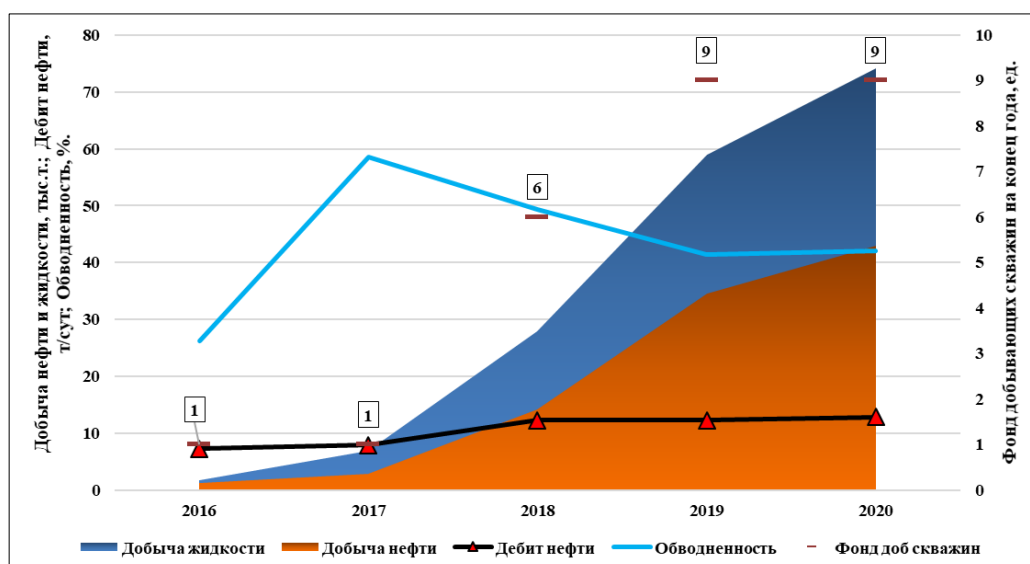


Рис.3.2.26 – График разработки II объекта

Таблица 3.2.10 – Основные технологические показатели разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы		
			2018	2019	2020
1	Добыча нефти	тыс.т	0,8	0,8	0,5
2	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,8</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
3	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,8</i>	<i>0,5</i>
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1,0	1,8	2,3
5	Текущий КИН	доли ед.	0,021	0,038	0,049
6	Отбор от НИЗ	%	9,4	16,5	21,3
7	Добыча газа	млн.м³	0,039	0,038	0,027
8	Накопленная добыча газа	млн.м³	0,040	0,078	0,106
9	Газовый фактор	м³/т	48,7	48,7	48,7
10	Темп отбора от НИЗ	%	7,4	7,1	4,9
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	7,5	7,8	5,8
12	Среднегодовая обводненность	%	37,9	19,8	23,1
13	<i>в том числе: переходящих скважин</i>	<i>%</i>	<i>0,0</i>	<i>19,8</i>	
14	<i>новых скважин</i>	<i>%</i>	<i>37,9</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
15	Добыча жидкости	тыс.т	1,3	1,0	0,7
16	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>1,3</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
17	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>1,0</i>	<i>0,7</i>
18	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1,6	2,5	3,2
19	Ввод новых добывающих скважин	ед.	1	0	0
20	<i>в том числе: из бурения</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
21	<i>из консервации</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
22	<i>переводом с других объектов</i>	<i>ед.</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
23	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0
24	<i>в том числе: в нагнетательный фонд</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
25	<i>перевод на другой объект</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
26	<i>в консервацию</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	1	1
28	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	1	1	1
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, по нефти	т/сут	3,5	2,3	1,8
30	по жидкости	т/сут	5,7	2,8	2,3
31	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	3,5	0,0	0,0
32	по жидкости	т/сут	5,7	0,0	0,0
33	Коэффициент использования фонда скважин	доли ед.	1,00	1,00	1,00
34	Коэффициент эксплуатации скважин	доли ед.	0,83	0,95	0,83
35	в т.ч.: новых скважин	доли ед.	0,83	0,00	0,00

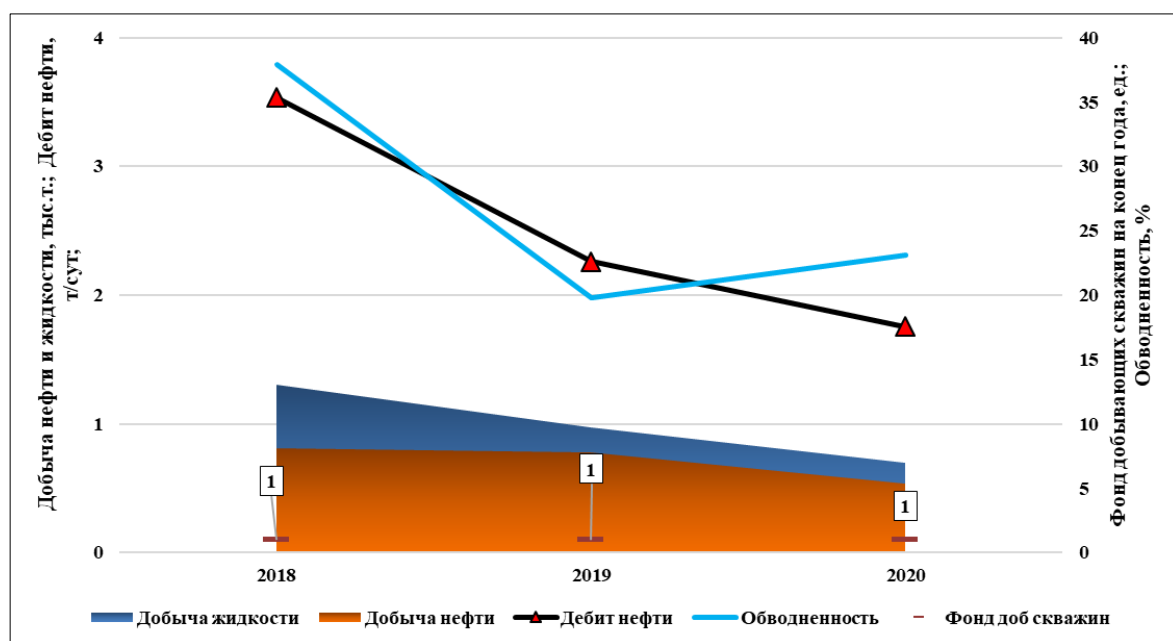


Рис 3.2.27 – График разработки III объекта

Таблица 3.2.11 – Основные технологические показатели разработки в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	9,9	14,4	25,4	45,5	54,4
2	в том числе: из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	11,9	12,7	3,7
3	из переходящих скважин	тыс.т	9,9	14,4	13,5	32,9	50,7
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	20,1	34,5	59,9	105,4	159,8
5	Текущий КИН	доли ед.	0,005	0,009	0,016	0,028	0,042
6	Отбор от НИЗ	%	2,0	3,4	5,9	10,4	15,8
7	Добыча газа	млн.м ³	0,073	0,294	0,483	0,496	1,710
8	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,815	1,110	1,593	2,089	3,800
9	Газовый фактор	м ³ /т	7,4	20,4	19,1	10,9	31,5
10	Темп отбора от НИЗ	%	1,0	1,4	2,5	4,5	5,4
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	1,0	1,5	2,6	4,8	6,0
12	Среднегодовая обводненность	%	33,8	50,5	53,5	47,9	45,9
13	в том числе: переходящих скважин	%	33,8	35,4	47,0	53,1	47,1
14	новых скважин	%	0,0	0,0	39,6	27,4	21,3
15	Закачка рабочего агента (вода)	тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	1,2	48,2
16	Накопленная закачка рабочего агента (вода)	тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	1,2	49,5
17	Добыча жидкости	тыс.т	14,9	29,2	54,5	87,5	100,5
18	в том числе: из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	19,7	17,5	4,7
19	из переходящих скважин	тыс.т	14,9	22,3	25,4	70,0	95,8
20	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	31,6	60,8	115,3	202,8	303,2
21	Ввод новых добывающих скважин	ед.	1	0	5	4	3
22	в том числе: из бурения	ед.	0	0	5	4	3
23	из консервации	ед.	1	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0
25	в том числе: в нагнетательный фонд	ед.	0	0	0	0	0
26	в консервацию	ед.	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	6	6	11	15	18
28	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	5	6	11	13	18
29	Ввод нагнетательных скважин под закачку	ед.	0	0	0	2	0
30	в т.ч.: из бурения	ед.	0	0	0	2	0
31	из добывающего фонда	ед.	0	0	0	0	0
32	из прочих категорий	ед.	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.2.11

1	2	3	4	5	6	7	8
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	0	0	0	2	2
35	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти	т/сут	7,8	8,7	9,0	9,4	9,4
36	по жидкости	т/сут	11,8	17,5	19,3	18,2	17,4
37	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	0,0	0,0	14,0	16,0	9,1
38	по жидкости	т/сут	0,0	0,0	23,4	23,0	12,0
39	Коэффициент использования фонда скважин	доли ед.	0,83	1,00	1,00	0,87	1,00
40	Коэффициент эксплуатации скважин	доли ед.	0,97	0,94	0,95	0,95	0,96

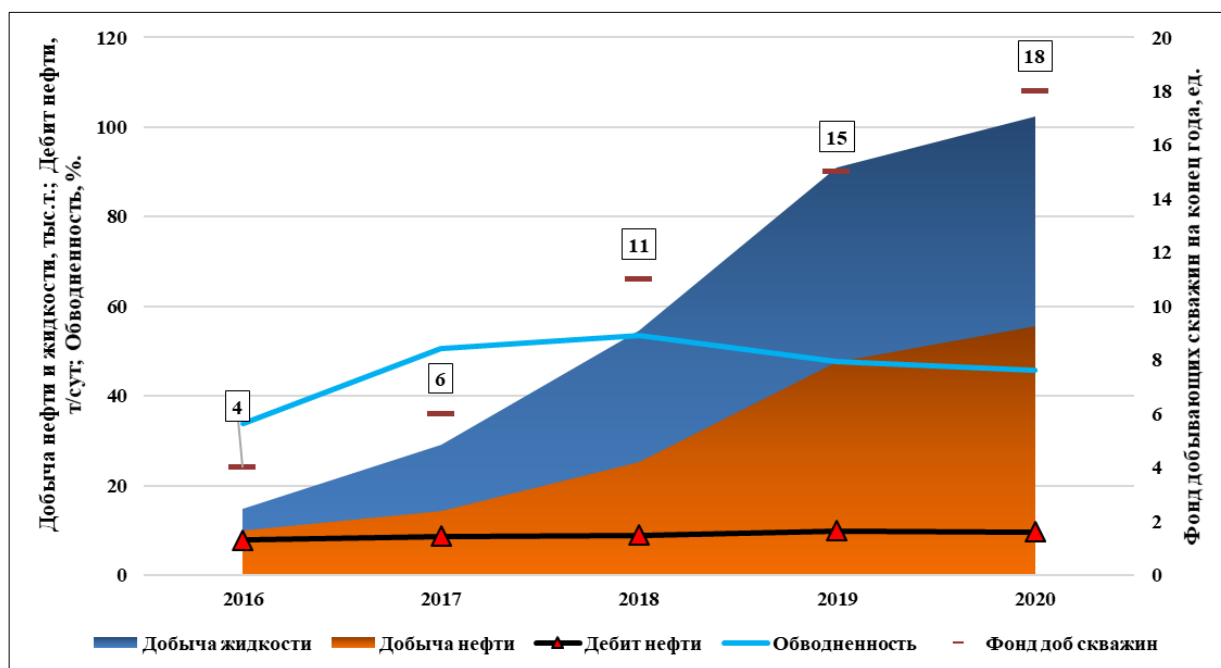


Рис 3.2.28 – График разработки в целом по месторождению

Сравнение проектных и фактических показателей

Ниже представлено сравнение проектных (АР-2019) и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам.

I эксплуатационный объект

Сравнение проектных и фактических показателей разработки I эксплуатационного объекта представлено в таблице 3.2.12 и на рисунке 3.2.29.

За 2019г добыто 10,2 тыс.т, при проектном 9,3 тыс.т. Фонд добывающих соответствует проектному значению и составляет 4 ед. Дебит нефти незначительно выше от проекта и составляет 7,2 т/сут при проектном 6,7 т/сут. Текущий КИН составляет 0,031 доли ед., что незначительно выше проекта 0,030 доли ед. Выработанность запасов составила 14,6% при проектной 14,4%.

На дату составления проекта по I объекту фактическая накопленная добыча составила 55,8 тыс.т нефти, 120,7 тыс.т жидкости, 1,397 млн.м³ попутного газа, при проектных объемах: 52,8 тыс.т нефти, 114,4 тыс.т жидкости и 1,326 млн.м³ газа.

II эксплуатационный объект

Сравнение проектных и фактических показателей разработки I эксплуатационного объекта представлено в таблице 3.2.13 и на рисунке 3.2.30.

За 2019г добыто 34,6 тыс.т нефти, проектное значение равно 35,7 тыс.т. Дебит нефти равен 12,3 т/сут, что незначительно ниже проектного показателя – 13,0 т/сут. Обводненность продукции составляет 41,3%, что выше проектного значения на 1,3%. Добыча жидкости составила 58,9 тыс.т при проектном значении – 59,5 тыс.т. Отбор от НИЗ составил 7,5%. Фонд добывающих скважин составляет 10 ед., что соответствует проектному значению.

На дату составления проекта по II объекту фактическая накопленная добыча составила 81,5 тыс.т нефти, 153,2 тыс.т жидкости, 1,878 млн.м³ попутного газа, накопленная закачка достигла 52,3 тыс.м³ воды, при проектных накопленных объемах: 93,5 тыс.т нефти, 163,3 тыс.т жидкости, 2,229 млн.м³ газа, закачки 42,3 тыс.м³ рабочего агента.

III эксплуатационный объект

Сравнение проектных и фактических показателей разработки I эксплуатационного объекта представлено в таблице 3.2.14 и на рисунке 3.2.31.

В 2019г добыча нефти ниже проектного значения на 0,3 тыс.т. Причиной несоответствия добычи нефти является меньший дебит нефти на 0,8 т/сут.

Фактическая обводненность ниже проектного значения и составляет 19,8%. Фонд добывающих скважин соответствует проектной и составляет 1 ед.

На дату составления проекта по III объекту фактическая накопленная добыча составила 2,4 тыс.т нефти, 3,3 тыс.т жидкости, 0,063 млн.м³ попутного газа, при проектных накопленных объемах: 3,5 тыс.т нефти, 6,0 тыс.т жидкости и 0,148 млн.м³ газа.

В целом по месторождению

Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению представлено в таблице 3.2.15 и на рисунке 3.2.32.

В 2019г добыча нефти ниже проектного значения на 1,1 тыс.т. и составляет 45,5 тыс.т. Причиной несоответствия добычи нефти является меньший дебит нефти на 0,9 т/сут. Фактическая обводненность ниже проектного значения и составляет 47,9%. Фонд добывающих скважин соответствует проектному значению и составляет 15 ед.

На дату составления отчета в целом по месторождению фактическая накопленная добыча составила 159,8 тыс.т нефти, 303,2 тыс.т жидкости, 3,800 млн.м³ попутного газа, накопленная закачка достигла 52,3 тыс.м³ воды, при проектных накопленных объемах: 150,6 тыс.т нефти, 284,9 тыс.т жидкости, 3,703 млн.м³ газа и закачки 42,3 тыс.м³ рабочего агента.

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы			
			2019		2020	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	9,3	10,2	7,3	9,7
2	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>1,4</i>
3	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>9,3</i>	<i>10,2</i>	<i>7,3</i>	<i>8,4</i>
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	45,5	46,0	52,8	55,8
5	Текущий КИН	доли ед.	0,030	0,031	0,035	0,037
6	Отбор от НИЗ	%	14,4	14,6	16,7	17,6
7	Добыча газа	млн.м ³	0,214	0,231	0,169	0,224
8	Накопленная добыча газа	млн.м ³	1,157	1,173	1,326	1,397
9	Газовый фактор	м ³ /т	23,0	22,7	23,2	23,0
10	Темп отбора от НИЗ	%	2,9	3,2	2,3	3,1
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	3,3	3,6	2,7	3,6
12	Среднегодовая обводненность	%	61,1	63,0	64,7	58,9
13	<i>в том числе: переходящих скважин</i>	%	<i>61,1</i>	<i>63,0</i>	<i>64,7</i>	<i>62,0</i>
14	<i>новых скважин</i>	%	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>16,1</i>
15	Добыча жидкости	тыс.т	23,9	27,6	20,7	23,7
16	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>1,6</i>
17	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>23,9</i>	<i>27,6</i>	<i>20,7</i>	<i>22,0</i>
18	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	93,8	97,1	114,4	120,7
19	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	0	3
20	<i>в том числе: из бурения</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
21	<i>из консервации</i>		<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
22	<i>переводом с других объектов</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
23	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	1	1
24	<i>в том числе: в нагнетательный фонд</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
25	<i>перевод на другой объект</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>
26	<i>в консервацию</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	4	4	3	6
28	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	4	4	3	6
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, по нефти	т/сут	6,7	7,2	6,1	5,1
30	<i>по жидкости</i>	т/сут	17,2	19,4	17,2	12,4
31	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	6,7
32	<i>по жидкости</i>	т/сут	0,0	0,0	0,0	8,1
33	Коэффициент использования фонда скважин	доли ед.	0,90	1,00	0,90	1,00
34	Коэффициент эксплуатации скважин	доли ед.	0,95	0,97	0,95	0,97
35	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	доли ед.	0,00	0,00	0,00	1,00

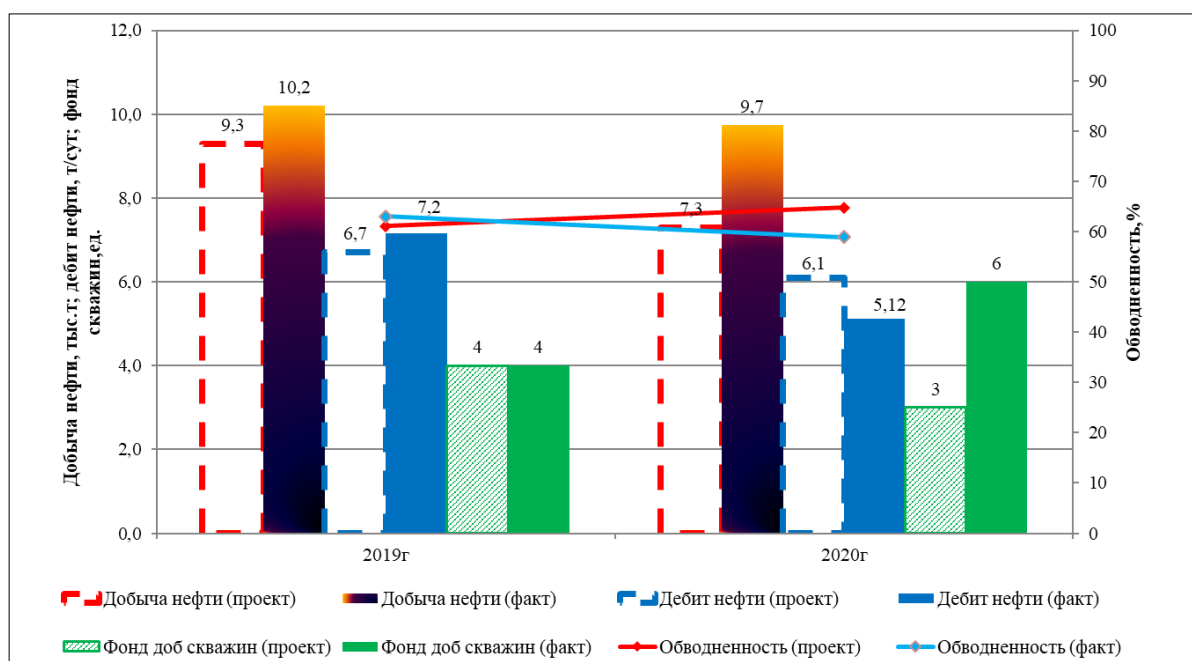


Рис. 3.2.29 – Сопоставление основных показателей разработки I объекта

Таблица 3.2.13 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы			
			2019		2020	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	35,7	34,6	38,5	45,3
2	в том числе: из новых скважин	тыс.т	13,2	12,7	2,4	2,3
3	из переходящих скважин	тыс.т	22,5	21,9	36,1	42,9
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	55,0	36,2	93,5	81,5
5	Текущий КИН	доли ед.	0,036	0,023	0,061	0,053
6	Отбор от НИЗ	%	11,3	7,5	19,2	16,8
7	Добыча газа	млн.м³	0,857	0,655	0,925	1,041
8	Накопленная добыча газа	млн.м³	1,304	0,837	2,229	1,878
9	Газовый фактор	м³/т	24,0	18,9	24,0	23,5
10	Темп отбора от НИЗ	%	7,3	7,1	7,9	9,3
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	7,6	7,1	8,9	10,1
12	Среднегодовая обводненность	%	40,0	41,3	41,5	41,9
13	в том числе: переходящих скважин	%	49,1	47,2	42,5	42,8
14	новых скважин	%	13,7	27,4	20,0	24,1
15	Закачка рабочего агента (вода)	тыс.м³	0,0	1,2	42,3	51,1
16	Накопленная закачка рабочего агента (вода)	тыс.м³	0,0	1,2	42,3	52,3
17	Добыча жидкости	тыс.т	59,5	58,9	65,8	78,2
18	в том числе: из новых скважин	тыс.т	15,3	17,5	3,0	3,1
19	из переходящих скважин	тыс.т	44,2	41,5	62,8	75,1
20	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	97,5	75,1	163,3	153,2
21	Ввод новых добывающих скважин	ед.	4	4	2	1
22	в том числе: из бурения	ед.	4	4	2	1
23	из консервации	ед.	0	0	0	0
24	переводом с других объектов	ед.	0	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0
26	в том числе: в нагнетательный фонд	ед.	0	0	0	0
27	перевод на другой объект	ед.	0	0	0	0
28	в консервацию	ед.	0	0	0	0
29	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	10	10	12	11
30	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	10	8	12	11
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку	ед.	0	2	2	0
32	в т.ч.: из бурения	ед.	0	2	2	0

Продолжение таблицы 3.2.13

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы			
			2019		2020	
			проект	факт	проект	факт
33	<i>из добывающего фонда</i>	ед.	0	0	0	0
34	<i>из прочих категорий</i>	ед.	0	0	0	0
35	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0
36	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	0	2	2	2
37	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, по нефти	т/сут	13,0	12,3	10,5	13,6
38	по жидкости	т/сут	21,7	20,9	17,8	23,4
39	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	18,1	18,5	7,3	12,4
40	по жидкости	т/сут	21,1	25,5	9,2	17,2
41	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины	м3/сут	0,0	65,2	60,9	89,1
42	Коэффициент использования добывающих скважин	доли ед.	0,90	0,80	1,00	1,00
43	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,97
44	в т.ч.: новых скважин	доли ед.	0,95	0,90	0,95	0,74
45	Коэффициент использования нагнетательных скважин	доли ед.	0,00	0,95	0,95	0,95
46	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,00	0,95	0,95	0,95

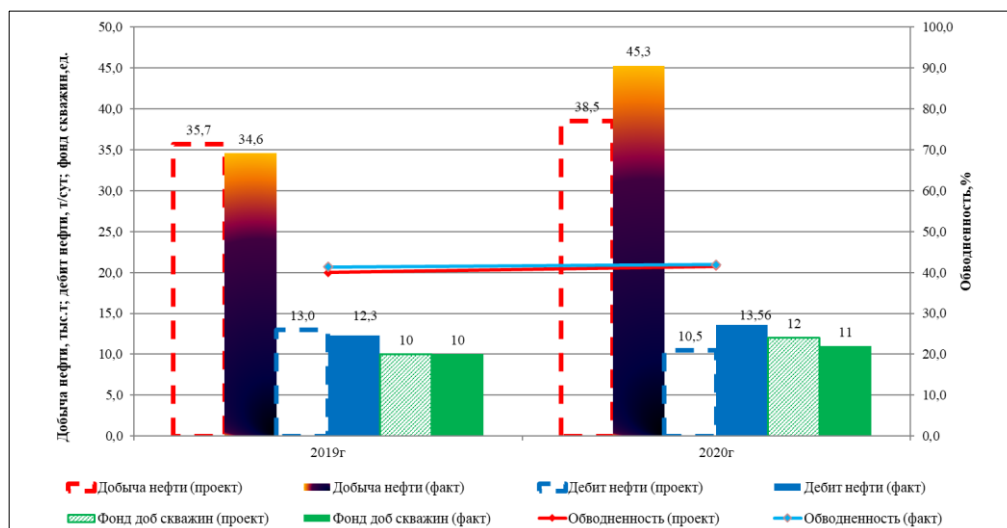


Рис. 3.2.30 – Сопоставление основных показателей разработки II объекта

Таблица 3.2.14 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы			
			2019		2020	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	1,1	0,8	1,6	0,5
2	в том числе: из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,6	0,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	1,1	0,8	1,0	0,5
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1,9	1,9	3,5	2,4
5	Текущий КИН	доли ед.	0,041	0,041	0,076	0,053
6	Отбор от НИЗ	%	19,0	18,9	35,0	24,3
7	Добыча газа	млн.м³	0,047	0,038	0,069	0,012
8	Накопленная добыча газа	млн.м³	0,079	0,050	0,148	0,063
9	Газовый фактор	м³/т	42,7	48,7	43,1	23,0
10	Темп отбора от НИЗ	%	11,0	7,8	16,0	5,4
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	12,0	8,8	19,8	6,6
12	Среднегодовая обводненность	%	42,1	19,8	42,9	23,1
13	в том числе: переходящих скважин	%	42,1	19,8	44,4	23,1
14	новых скважин	%	0,0	0,0	40,0	0,0
15	Добыча жидкости	тыс.т	1,9	1,0	2,8	0,7

Продолжение таблицы 3.2.14

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы			
			2019		2020	
			проект	факт	проект	факт
16	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0,0	0,0	1,0	0,0
17	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	1,9	1,0	1,8	0,7
18	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	3,2	2,6	6,0	3,3
19	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	1	0
20	<i>в том числе: из бурения</i>	ед.	0	0	1	0
21	<i>из консервации</i>	ед.	0	0	0	0
22	<i>переводом с других объектов</i>	ед.	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0
24	<i>в том числе: в нагнетательный фонд</i>	ед.	0	0	0	0
25	<i>перевод на другой объект</i>	ед.	0	0	0	0
26	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	1	2	1
28	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	1	1	2	1
29	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, по нефти	т/сут	3,1	2,3	3,2	1,8
30	по жидкости	т/сут	5,4	2,8	5,6	2,3
31	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	0,0	0,0	4,0	0,0
32	по жидкости	т/сут	0,0	0,0	6,1	0,0
33	Коэффициент использования фонда скважин	доли ед.	0,90	1,00	1,00	1,00
34	Коэффициент эксплуатации скважин	доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,83
35	в т.ч.: новых скважин	доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00

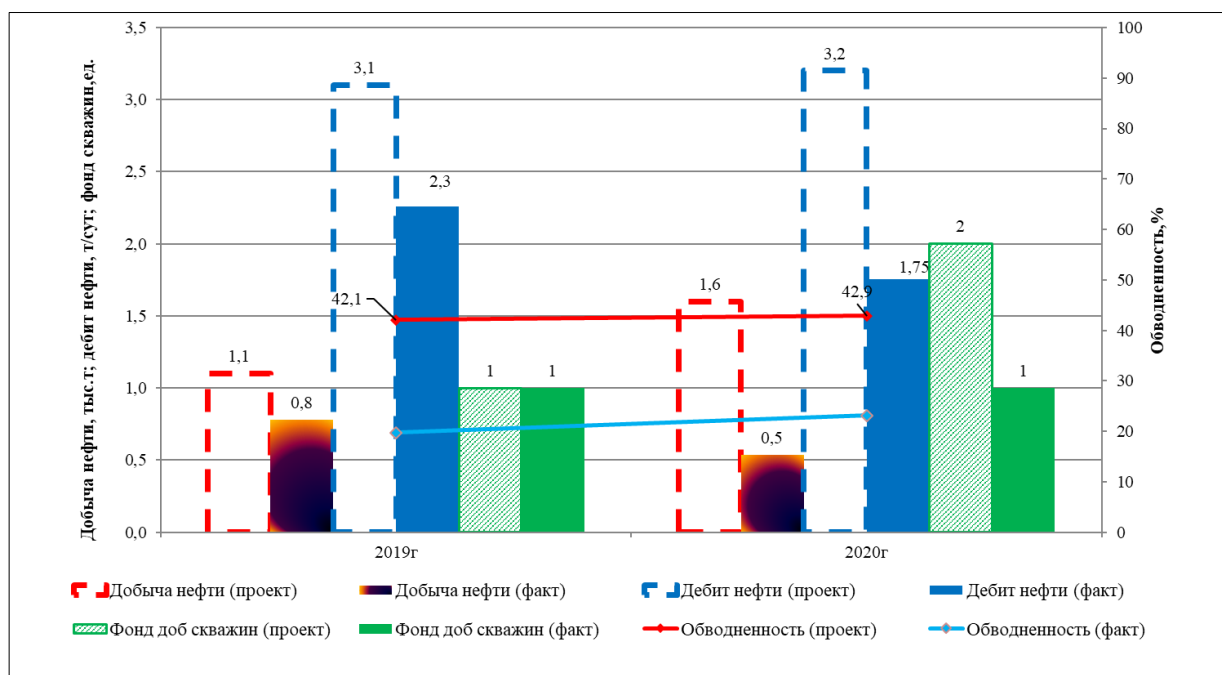


Рис. 3.2.31 – Сопоставление основных показателей разработки III объекта

Таблица 3.2.15 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Годы			
			2019		2020	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	46,1	45,5	48,2	55,9
2	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>13,8</i>	<i>12,7</i>	<i>3,0</i>	<i>3,7</i>
3	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>32,3</i>	<i>32,9</i>	<i>44,4</i>	<i>51,8</i>
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	102,4	103,9	150,6	159,8
5	Текущий КИН	доли ед.	0,031	0,032	0,046	0,049
6	Отбор от НИЗ	%	12,0	12,2	17,6	18,7
7	Добыча газа	млн.м ³	1,118	0,924	1,163	1,286
8	Накопленная добыча газа	млн.м ³	2,540	2,514	3,703	3,800
9	Газовый фактор	м ³ /т	24,3	20,3	24,1	23,0
10	Темп отбора от НИЗ	%	5,4	5,3	5,6	6,5
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	5,8	5,7	6,4	7,5
12	Среднегодовая обводненность	%	45,9	47,9	46,7	45,7
13	<i>в том числе: переходящих скважин</i>	%	<i>53,1</i>	<i>53,1</i>	<i>47,9</i>	<i>47,0</i>
14	<i>новых скважин</i>	%	<i>15,3</i>	<i>27,4</i>	<i>25,0</i>	<i>21,3</i>
15	Закачка рабочего агента (вода)	тыс.м ³	0,0	1,2	42,3	51,1
16	Накопленная закачка рабочего агента (вода)	тыс.м ³	0,0	1,2	42,3	52,3
17	Добыча жидкости	тыс.т	85,2	87,5	90,5	102,9
18	<i>в том числе: из новых скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>16,3</i>	<i>17,5</i>	<i>4,0</i>	<i>4,7</i>
19	<i>из переходящих скважин</i>	<i>тыс.т</i>	<i>68,9</i>	<i>70,0</i>	<i>85,3</i>	<i>97,8</i>
20	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	194,4	200,3	284,9	303,2
21	Ввод новых добывающих скважин	ед.	4	4	3	3
22	<i>в том числе: из бурения</i>	<i>ед.</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>3</i>	<i>3</i>
23	<i>из консервации</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
24	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0
25	<i>в том числе: в нагнетательный фонд</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
26	<i>в консервацию</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	15	15	18	18
28	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	15	13	18	18
29	Ввод нагнетательных скважин под закачку	ед.	0	2	2	0
30	<i>в т.ч.: из бурения</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>0</i>
31	<i>из добывающего фонда</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
32	<i>из прочих категорий</i>	<i>ед.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
33	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	0	2	2	2
35	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти	т/сут	10,3	9,4	8,7	9,7
36	по жидкости	т/сут	19,0	18,2	16,3	17,8
37	Среднесуточный дебит новых скважин, по нефти	т/сут	18,1	16,0	6,2	9,1
38	по жидкости	т/сут	21,1	23,0	8,2	12,0
39	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины	м ³ /сут	0,0	65,2	60,9	89,1
40	Коэффициент использования фонда скважин	доли ед.	1,00	0,87	1,00	1,00
41	Коэффициент эксплуатации скважин	доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,96
42	Коэффициент использования нагнетательных скважин	доли ед.	0,00	0,95	0,95	0,95
43	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,00	0,95	0,95	0,95

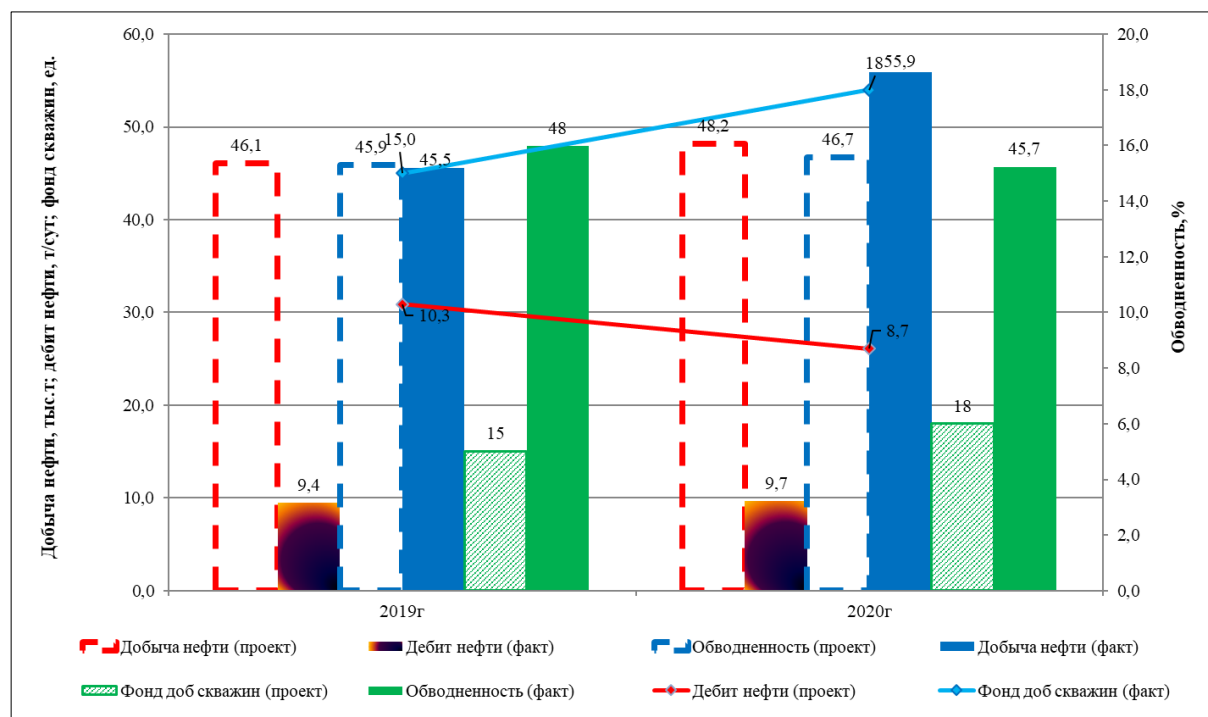


Рис. 3.2.32 – Сопоставление основных показателей разработки в целом по месторождению

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

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

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

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

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

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

Построение расчетных моделей для месторождения Уз Восточный 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;

$V_{\text{я}}^2$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

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

$K_{\text{пр.ср.}}$ – 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 точечно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

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

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

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

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

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ 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:

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

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

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

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

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

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Выделение эксплуатационных объектов

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

- Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
- Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов отделенных на значительной территории от выше и ниже лежащих отложений пачкой непроницаемых пород;
- Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
- В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом, и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
- В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;
- Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

На месторождении Уаз Восточный ранее залежи были установлены в нижнемеловых (I и II неокомский), среднеюрских (Ю-III) и триасовых отложениях (Т-2 пласт, Т-II).

В рамках «ТС...» (2016г) эксплуатационные объекты выделены следующим образом:

- **I объект – I и II-неокомский;**
- **II объект – Ю-III;**
- **III объект – Т-II;**
- **Возвратный объект – Т (2 пласт).**

На дату составления настоящего проекта за период времени, прошедшей после утверждения последнего «ТС...» (2016г) были пробурены скважины в количестве 14 ед.

В итоге, на месторождении выделено 3 газонефтяных и 8 нефтяных продуктивных горизонтов, в составе которых выделяется 13 подсчетных объектов: нижнемеловые I-неокомский, II-неокомский 1 пласт, II-неокомский 2 пласт, среднеюрские Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-VII, Ю-VIII, триасовые Т-1 пласт, Т-2 пласт, Т-II и Т-III. Все нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, идентичны по строению и форме, в плане повторяют друг друга.

Литологически отложения представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, песков и глин. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения

Запасы нефти, подсчитанные по горизонтам I-неокомский, II-неокомский (1 и 2 пласт), Ю-I, Ю-III, Ю-IV, Ю-VIII, Т-2 пласт и Т-II оценены по категории С1, а также подсчитанные по горизонтам Ю-II, Ю-VII, Т-1 пласт и Т-III оценены по категории С2.

Неокомские горизонты I неоком, II неоком 1 пласт и II неоком 2 пласт имеют схожие глубины залегания, близкие значения пластовых давлений, давления насыщения, вязкости нефти. При этом нефть данных горизонтов характеризуется как высоковязкая. С учетом вышеизложенного, неокомские горизонты I неоком, II неоком 1 пласт и II неоком 2 пласт предлагается выделить в отдельный I объект разработки.

Среднеюрский горизонт III вместе с новым выявленным I среднеюрским горизонтом, имеют схожие значения по вязкости нефти, пластовому давлению и давлению насыщения, газосодержанию, в связи с этим данные горизонты Ю-I и Ю-III рекомендуются включить в один объект разработки – II объект.

Новые среднеюрские горизонты IV и VIII скрывает только одна скважина 101. Имеющие схожие значения по вязкости нефти, пластовому давлению и давлению насыщения, газосодержанию, а также характеризующиеся незначительными запасами нефти (120 тыс.т.), в связи с этим данные горизонты Ю-IV и Ю-VIII рекомендуются включить в один объект разработки – III объект.

Горизонт Т-II также характеризуется незначительными запасами УВ (48 тыс.т.), однако данная залежь расположена южнее от основных горизонтов, и является единственной промышленно-продуктивной в своей зоне и скрывает только одна скважина У-1. В связи с чем данный горизонт Т-II был выделен как отдельный IV объект разработки.

Горизонт Т-2 пласт характеризуется наименьшими геологическими запасами (29 тыс.т.), а также низкими дебитами нефти, что делает бурение эксплуатационных скважин на данный объект экономически нерентабельным. В связи с этим горизонт Т-2 пласт рекомендуется выделить в качестве возвратного объекта и разрабатывать переходящим фондом скважин путем их перевода.

Исходя из вышеперечисленных факторов, выделено 4 основных и 1 возвратный объект разработки:

- **I объект – I неокомский, II-неокомский (1 и 2 пласт);**
- **II объект – Ю-I и Ю-III;**
- **III объект – Ю-IV и Ю-VIII;**
- **IV объект – Т-II;**
- **I Возвратный объект – Т (2 пласт).**

Исходные геолого-физические характеристики по объектам разработки приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики горизонтов

Параметры	Объекты									
	I			II		III		IV	Возвратный	
	Горизонты									
	I неоком	II неоком, 1 пласт	II неоком, 2 пласт	Ю-I	Ю-III	Ю-IV	Ю-VIII	T-II	T, 2 пласт	
Средняя глубина залегания, м	453	480	503	615	691	713,6	869,2	1214,7	1112	
Абсолютная отметка ГНК, м	-402,8/-435,4	-	-	-567,5	-	-	-	-	-1056,2	
Абсолютная отметка ВНК, м	-437,6/-465/-457,9/-483,3	-454,2-455,9/-480,6/-481,8	-480/-475,5/-480	-592,2	-649/-654,4	-651,4/-692,5	-807,2	-1201	-1075,2	
Тип залежи	пластовые, сводовые									
Тип коллектора	терригенный, поровый									
Площадь нефтеносности C ₁ /C ₂ , тыс.м²	1533/1567	406/1373	298	101/115	701	167/1283	179	307/4905	604	
Средняя общая толщина, м	23,7	14,8	14,8	16,8	37,4	17,4	27,3	16,1	11,1	
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,5	4,5	4,3	4,7	16,1	3,1	8,5	2,8	2,9	
Пористость, д.ед.	0,33	0,32	0,31	0,3	0,32	0,31	0,3	0,25	0,25	
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,83	0,81	0,81	0,73	0,78	0,68	0,7	0,55	0,59	
Проницаемость, мД (по ГДИС)	2854,2	1912,8	3143,2	*1560,9	912,1	*1560,9	1580,1	0,09	***0,09	
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,34	0,44	0,42	0,37	0,5	0,5	0,24	0,4	0,3	
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2,8	2,3	2,7	2,5	5,7	4,9	5,4	2	2	
Пластовая температура, °C	24,0	22,8		26,4	28,2	*28,2	*28,2	***40,5	33,7	
Пластовое давление, МПа	4,5	4,8		6,4	6,5	*6,5	*6,5	***11,1	**10,17	
Вязкость нефти в пластовых услов., мПа*с	50,6	34,2		20,1	15,8	*15,8	*15,8	***2,3	**0,7	
Плотность нефти в пластовых услов., г/см³	0,884	0,874		0,857	0,851	*0,851	*0,851	***0,759	0,747	
Плотность нефти в поверх. услов., г/см³	0,899	0,900		0,877	0,876	*0,876	*0,876	0,844	0,800	
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,0	1,0		1,0	1,0	*1,044	*1,044	***1,222	**1,33	
Содержание в нефти серы, %	0,20	0,20		0,15	0,11	*0,11	*0,11	0,47	0,14	
Содержание в нефти парафина, %	0,88	0,74		1,25	0,82	*0,82	*0,82	2,10	0,46	
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,5	4,6		5,4	4,4	*4,4	*4,4	***9,2	**10,1	
Газосодержание нефти, м³/т	13,0	22,7		23,2	20,2	*20,2	*20,2	***94	**135,7	
Вязкость воды в пластовых услов., мПа*с	-	-		-	-	-	-	-	-	
Плотность воды в пластовых услов., г/см³	1,148	1,130		1,147	1,147	*1,147	*1,147	**1,162	**1,162	
Начальные балансовые запасы нефти по категории C ₁ , тыс.т	1103	209	328	35	1940	7	113	48	29	
Начальные извлекаемые запасы нефти по категории C ₁ , тыс.т	234	44	69	11	610	1	24	11	6	
Начальные балансовые запасы нефти по категории C ₂ , тыс.т	182	42	-	42	-	27	-	143	13	
Начальные извлекаемые запасы нефти по категории C ₂ , тыс.т	29	6	-	10	-	4	-	24	3	

* - по аналогии горизонта Ю-III
** - параметры пластовой нефти приняты по результатам PVT модели
*** - по аналогии месторождения Уз Северный

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящего проекта с целью обоснования наиболее оптимальной системы разработки и рациональной выработки запасов рассмотрено 2 варианта.

Первый вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки с продолжением проведения оставшихся ГТМ, перевод 1 добывающей скважины между объектами, проведение ОРЭ в 3 скважинах и ввод из консервации одной скважины.

Второй вариант (рекомендуемый) составлен на базе 1 варианта. В варианте предусматриваются ввод из бурения 1 ГС и 3 ВС, применение технологий ОРЭ на 6 скважинах между объектами, перевод одной скважины между объектами, проведение ОВП в 5 скважинах, перевод одной скважины мех-фонд и ввод одной скважины из консервации. Таким образом, во 2 варианте предусматривается бурение 3 вертикальных и 1 горизонтальной скважины, проведение ГТМ по переводу 1 скважины между объектами, применение технологии ОРЭ. ОВП в 5 скважинах и перевод одной скважины на мех-фонд.

Согласно 2 варианту для разработки **I объекта** планируется ввод из бурения 1 горизонтальной и 3 вертикальных скважин и по 2 скважинам предусмотрено применение технологии ОРЭ со II объектом, по скважине У-3 в которой будет применена технология ОРЭ будет работать совместно с I объектом, скважина далее в 2034 году будет переведена на возвратный объект с целью выработки объекта, тем самым скважина будет работать на трёх объектах.

На **II эксплуатационный объект** предусмотрено применение технологии ОРЭ в 4 скважинах совместно с I объектом, проведение ОВП в 4 скважинах и ввод из консервации одной скважины.

На **IV объекте** планируется проведение ОВП в скважине У-1.

С целью разработки возвратного **объекта** предусматривается перевод скважины У-3 добывающих скважин с нижележащих объектов.

Планируемые геолого-технические мероприятия по вариантам, а также основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки представлены в таблицах 3.4.2-3.4.4.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 1

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
108	2026	II	Ввод из консервации	9,0	
109	2026	I	ОРЭ	6,0	ОРЭ с II+I объектом
113	2027	I	ОРЭ	6,0	ОРЭ с II+I объектом
105	2029	II	ОРЭ	6,0	ОРЭ с I+II объектом
У-3	2034	Возвратный	Перевод на др. об.	4,0	Перевод с I объекта на возвратный объект

Таблица 3.4.3 - График бурения скважин по 2 варианту разработки (рекомендуемый)

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Тип конструкции	Глубина, м/проходка м	Описание мероприятия
125	2027	I	Бурение доб.скв	18,0	ГС	424,17/953,52	Ввод ГС из бурения
126	2027	I	Бурение доб.скв	10,0	ВС	700	Ввод ВС из бурения
127	2028	I	Бурение доб.скв	10,0	ВС	700	Ввод ВС из бурения
128	2029	I	Бурение доб.скв	10,0	ВС	700	Ввод ВС из бурения

Таблица 3.4.4 – Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ скв.	Год	Проектный объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
109	2026	I	ОРЭ	6,0	ОРЭ с II+I объектом
113	2027	I	ОРЭ	6,0	ОРЭ с II+I объектом
111	2027	II	Перевод на мех-фонд	35,0	
108	2026	II	Вывод из консервации	9,0	
105	2028	II	ОРЭ	6,0	ОРЭ с I+II объектом
У-5	2029	II	ОРЭ	6,0	ОРЭ с I+II объектом
У-1	2029	IV	Ограничение водопритока	2,0	
113	2030	II	Ограничение водопритока	5,0	
104	2030	II	Ограничение водопритока	5,0	
106	2030	II	Ограничение водопритока	5,0	
У-3	2031	II	ОРЭ	6,0	ОРЭ с I+II объектом
122	2031	II	ОРЭ	6,0	ОРЭ с I+II объектом
У-3	2034	Возвратный	Перевод на др. об.	4,0	Перевод с I объекта на возвратный объект

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

На месторождении реализуется поддержание пластового давления путем площадного заводнения с 2019 года.

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

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

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

При составлении проекта разработки месторождения Уаз Восточный использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам.

Все расчетные параметры определялись исходя из материалов опробования скважин на стадиях разведки и пробной эксплуатации с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных горизонтов. Гидродинамические расчеты по определению динамики добычи нефти и жидкости, движения фонда скважин проведены по методике ТатНИПИнефть.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул:

Дебит нефти в t-м году:

$$q_n^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_o^{(t)} + 0.5 \cdot q_o^{(t)}} \cdot (Q_o^{(t)} - q^{(t-1)}) \quad (3.4.1)$$

где:

- $q_o^{(t)}$ – текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;
- $Q_o^{(t)}$ – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;
- $q^{(t-1)}$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Дебит жидкости в t-ом году:

$$q_F^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_{F_o}^{(t)} + 0.5 q_o^{(t)}} \cdot [Q_{F_o}^{(t)} - q_F^{(t-1)}] \quad (3.4.2)$$

где:

- $Q_{F_0}^{(t)}$ – введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы жидкости;
- $q_F^{(t-1)}$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

По методике «ТатНИПИнефть» одним из важных параметров, влияющих на точность определения технологических показателей разработки, является величина расчетной послойной неоднородности пластов (v^2).

Для запроектированной системы размещения скважин v^2 определяется по формуле:

$$(1 + v^2) = (v_1^2 + 1) \cdot \left\{ 1 + \left[\left(0.1 \cdot \frac{2 \cdot \mu_*}{1 + \mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{v_3^2 + 1}{\frac{v_3^2}{4} + 1} \right) - 1 \right] \cdot \frac{2}{(1 + m)} \right\} \cdot \left(\frac{(2 \cdot \Delta L)^2}{S'} + 1 \right) \quad (3.4.3)$$

где:

- v_1^2 – средняя послойная неоднородность пластов, доли ед.;
- v_3^2 – зональная неоднородность, доли ед.;
- m – соотношение эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- $\mu_* = \left(\frac{\mu_a}{\mu_n} \right) \cdot (1 - 1.5 \cdot (1 - K_2))$ – коэффициент, учитывающий отличия подвижностей вытесняющего агента (воды) и нефти в пластовых условиях.

K_2 – коэффициент вытеснения нефти водой

$$v_3^2 = \left[\frac{\left(n \cdot \sum_{i=1}^n K_i^2 \right)}{\left(\sum_{i=1}^n K_i \right)^2} \right] - 1 \quad (3.4.4)$$

K_i – продуктивность, соответствующая i -му замеру.

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

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

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

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'', \quad (3.4.5)$$

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

$$k_1' = 1 - \left(\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} \right)^2, \quad (3.4.6)$$

$$\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)}, \quad (3.4.7)$$

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

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

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

пластовых условиях.

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

$$k_1'' = \exp \left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2} \right), \quad (3.4.8)$$

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

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

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

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

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

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2, \quad (3.4.9)$$

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.

Обоснование количества резервных скважин

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

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

Общие положения

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

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

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

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

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

Экономические и финансовые допущения

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

Цены

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

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Реализация по направлениям	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
Внутренний рынок	тг/тонн	9752	10678	10824	10865	10922
Цены по направлениям						
Внутренний рынок	тг/тонн	92782	94915	96004	97780	98998
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений, а также на основе бюджета недропользователя на 2026-2030гг.:

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

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти. Нормативы производственных затрат определены на основе анализа данных по бюджету АО «Эмбаунайгаз» на 2026 год.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда и обучение персонала;
- услуги производственного и непроизводственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- прочие расходы;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи нефти. Оплата труда персонала рассчитывалась исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

Услуги производственного и непроизводственного характера рассчитывались от фонда скважин.

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

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

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2. При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2027 г. - 5%, с 2031 г. - 2.5%.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом.

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

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

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

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/тн.н	7,11
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	152,70
Расходы на материалы	тг/тн.н	715,84
Ремонт автодорог	тыс.тг/скв	122,47
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	1,81
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	1208,05
НИР	тыс.тг/скв	2568,83
Геофизические работы	тыс.тг/скв	270,37
Маркшейдерские работы	тыс.тг/скв	82,00
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	7881,64
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	6437,70
Охрана труда	тыс.тг/скв	953,06
Охрана объектов	тыс.тг/скв	1874,44
Аренда	тыс.тг/скв	857,95
Расходы на экологию	тыс.тг/скв	4,23
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	78,12
Почтовые услуги и связь	тыс.тг/скв	247,96
Услуги по хранению	тыс.тг/скв	56,14
Потери нефти	%	0,6988%
Услуги по информатизации	тыс.тг/скв	479,06
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг/скв	512,15
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг/скв	632,19

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Страхование	тыс.тг.	11 439,50
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	52 176
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	40 851,77
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	4 479
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Ликвидация	тыс.тг.	8537,40
Вывод из консервации	тыс.тг.	11833,06
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	19667,36
Перфорация	тыс.тг.	1827,00
РИР	тыс.тг.	20891,47
ОРЭ	тыс.тг.	16729,50
ФОТ ОПШ на 1 работника ОПШ в месяц	тг.	763 251,22
Пособия и выплаты+путевки	тыс.тг/чел	2160,16
Плата за пользование зем участками	тыс.тг/год	428,49
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/год	610,37
Капитальные вложения:		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг.	199 606
Средняя стоимость бурения горизонтальной скважины	тыс.тг.	988 621

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

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

Налоги и прочие платежи

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

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

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном

страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчислений упрядняется.

- ОСМС – 3%.

Таблица 3.5.4 - Ставки налога на добычу

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

Таблица 3.5.5 – Ставки рентного налога на экспорт

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

Таблица 3.5.6 - Шкала экспортной таможенной пошлины

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

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Ставка дисконтирования

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

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по эксплуатационным объектам и по месторождению в целом в 2-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 2 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти. Ниже дается характеристика основных технологических показателей по объектам, а также по месторождению в целом.

Прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому 2 варианту разработки по объектам и месторождению в целом представлены в таблицах 4.1.1-4.1.12.

В таблице 4.1.14 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	25	1	0	0	0	25	4	5,6	13,7	43,3
2027	2	2	0	27	0	1	1	0	26	4	6,3	16,1	43,6
2028	1	1	0	28	0	1	1	0	26	4	6,3	17,7	43,6
2029	1	1	0	29	0	0	0	0	27	4	5,9	18,7	43,9
2030	0	0	0	29	0	0	0	0	27	4	5,5	18,3	44,0
2031	0	0	0	29	0	0	0	0	27	4	5,1	18,7	50,1
2032	0	0	0	29	0	1	1	0	26	4	4,9	19,8	49,6
2033	0	0	0	29	0	1	1	0	25	4	4,6	20,6	49,7
2034	0	0	0	29	0	0	0	0	25	4	4,3	21,0	49,6
2035	0	0	0	29	0	0	0	0	25	4	3,9	21,2	49,5
2036	0	0	0	29	0	2	2	0	23	4	3,9	23,0	49,3
2037	0	0	0	29	0	0	0	0	23	4	3,5	22,9	49,5
2038	0	0	0	29	0	2	2	0	21	4	3,5	25,3	49,4
2039	0	0	0	29	0	5	5	0	16	4	4,2	32,9	49,4
2040	0	0	0	29	0	1	1	0	15	4	4,1	32,9	49,4
2041	0	0	0	29	0	0	0	0	15	4	3,7	31,4	49,6
2042	0	0	0	29	0	2	2	0	13	4	3,8	35,9	49,6
2043	0	0	0	29	0	0	0	0	13	4	3,5	34,3	49,7
2044	0	0	0	29	0	0	0	0	13	4	3,2	34,9	49,5
2045	0	0	0	29	0	0	0	0	13	4	2,9	35,4	49,6
2046	0	0	0	29	0	0	0	0	13	4	2,6	34,8	49,6
2047	0	0	0	29	0	0	0	0	13	4	2,4	35,3	49,5
2048	0	0	0	29	0	0	0	0	13	4	2,2	35,9	49,3

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	49,2	4,8	8,5	505,0	48,9	0,130	121,5	999,3	59,5	60,0	350,3	1,313	12,634
2027	57,4	5,6	10,9	562,4	54,4	0,144	147,0	1146,3	61,0	60,4	410,7	1,528	14,162
2028	56,4	5,5	12,0	618,8	59,9	0,159	157,1	1303,4	64,1	60,6	471,4	1,514	15,675
2029	54,3	5,3	13,1	673,1	65,2	0,173	172,6	1476,0	68,5	61,0	532,3	1,442	17,117
2030	51,1	4,9	14,2	724,2	70,1	0,186	171,1	1647,1	70,1	61,0	593,3	1,397	18,514
2031	48,0	4,6	15,5	772,2	74,8	0,198	175,3	1822,4	72,6	69,5	662,8	1,311	19,825
2032	44,6	4,3	17,1	816,9	79,1	0,210	178,7	2001,1	75,0	69,0	731,8	1,215	21,040
2033	40,0	3,9	18,5	856,9	83,0	0,220	178,6	2179,7	77,6	68,9	800,7	1,072	22,112
2034	37,6	3,6	21,4	894,5	86,6	0,230	181,8	2361,6	79,3	68,8	869,5	1,010	23,123
2035	34,1	3,3	24,6	928,6	89,9	0,238	183,5	2545,1	81,4	68,7	938,2	0,891	24,013
2036	31,0	3,0	29,7	959,7	92,9	0,246	184,2	2729,3	83,2	68,6	1006,8	0,797	24,810
2037	28,1	2,7	38,3	987,8	95,6	0,254	182,7	2912,1	84,6	68,6	1075,4	0,698	25,509
2038	25,7	2,5	56,7	1013,4	98,1	0,260	184,0	3096,0	86,1	68,5	1143,9	0,632	26,140
2039	23,4	2,3	100,0	1036,8	100,4	0,266	182,5	3278,5	87,2	68,5	1212,4	0,581	26,721
2040	21,1	2,0	100,0	1058,0	102,4	0,272	171,8	3450,4	87,7	68,7	1281,0	0,527	27,248
2041	19,1	1,8	100,0	1077,1	104,3	0,277	163,5	3613,8	88,3	68,8	1349,8	0,472	27,720
2042	17,2	1,7	100,0	1094,3	105,9	0,281	161,8	3775,6	89,4	68,8	1418,6	0,425	28,145
2043	15,7	1,5	100,0	1110,0	107,5	0,285	154,5	3930,2	89,9	68,9	1487,5	0,380	28,525
2044	14,3	1,4	100,0	1124,3	108,8	0,289	157,7	4087,9	90,9	68,8	1556,3	0,347	28,872
2045	13,1	1,3	100,0	1137,4	110,1	0,292	159,5	4247,4	91,8	68,7	1625,0	0,315	29,187
2046	11,8	1,1	100,0	1149,2	111,2	0,295	156,7	4404,0	92,5	68,8	1693,8	0,283	29,470
2047	10,8	1,0	100,0	1159,9	112,3	0,298	159,1	4563,1	93,2	68,7	1762,5	0,257	29,727
2048	9,9	1,0	100,0	1169,8	113,2	0,300	162,3	4725,5	93,9	68,6	1831,1	0,235	29,962

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Внедрение системы ОРД, 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 приемищность одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	11	1	0	0	0	0	15	1	5,7	12,9	9,4
2027	2	2	0	14	1	0	1	1	0	17	1	5,3	13,0	12,5
2028	1	1	0	15	0	0	0	0	0	18	1	5,2	13,7	15,7
2029	1	1	0	16	0	0	0	0	0	19	1	4,7	14,5	20,0
2030	0	0	0	16	0	0	0	0	0	19	1	3,7	13,8	22,1
2031	0	0	0	16	0	0	0	0	0	19	1	3,2	13,7	25,1
2032	0	0	0	16	0	0	1	1	0	18	1	2,9	14,3	28,3
2033	0	0	0	16	0	0	1	1	0	17	1	2,6	14,6	31,3
2034	0	0	0	16	0	0	2	2	0	15	1	2,6	15,8	31,1
2035	0	0	0	16	0	0	0	0	0	15	1	2,2	15,2	31,4
2036	0	0	0	16	0	0	1	1	0	14	1	2,1	16,2	32,7
2037	0	0	0	16	0	0	1	1	0	13	1	2,0	17,1	33,5
2038	0	0	0	16	0	0	1	1	0	12	1	2,0	18,0	34,1
2039	0	0	0	16	0	0	4	4	0	8	1	2,5	24,8	32,9
2040	0	0	0	16	0	0	1	1	0	7	1	2,5	23,1	29,6
2041	0	0	0	16	0	0	0	0	0	7	1	2,3	20,0	26,9
2042	0	0	0	16	0	0	2	2	0	5	1	2,9	24,8	25,0
2043	0	0	0	16	0	0	0	0	0	5	1	2,7	25,5	27,0
2044	0	0	0	16	0	0	1	1	0	4	1	3,1	32,0	28,3
2045	0	0	0	16	0	0	0	0	0	4	1	2,8	31,4	29,2
2046	0	0	0	16	0	0	0	0	0	4	1	2,6	31,0	30,1
2047	0	0	0	16	0	0	0	0	0	4	1	2,4	30,6	31,2
2048	0	0	0	16	0	0	0	0	0	4	1	2,2	30,2	32,3

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	28,6	8,2	17,6	213,0	61,4	0,130	65,5	419,4	57,8	3,3	16,9	5,0	4,0	0,544	3,599
2027	31,1	9,0	23,2	244,1	70,4	0,149	76,1	495,6	59,2	4,3	21,2	5,8	4,3	0,528	4,127
2028	31,8	9,2	30,9	275,9	79,5	0,168	83,6	579,2	62,0	5,5	26,7	6,6	4,6	0,508	4,635
2029	30,2	8,7	42,4	306,0	88,2	0,187	93,5	672,6	67,7	6,9	33,6	7,6	5,0	0,458	5,094
2030	24,3	7,0	59,3	330,4	95,2	0,201	90,9	763,6	73,3	7,7	41,3	8,7	5,4	0,316	5,410
2031	20,9	6,0	100,0	351,3	101,2	0,214	90,6	854,1	76,9	8,7	50,0	10,1	5,9	0,266	5,675
2032	18,1	5,2	100,0	369,4	106,4	0,225	89,6	943,8	79,8	9,9	59,8	11,6	6,4	0,224	5,900
2033	15,4	4,4	100,0	384,8	110,9	0,235	86,2	1030,0	82,1	10,8	70,7	13,3	7,0	0,187	6,086
2034	13,3	3,8	100,0	398,1	114,7	0,243	82,0	1112,0	83,8	10,8	81,5	14,0	7,5	0,157	6,243
2035	11,6	3,4	100,0	409,7	118,1	0,250	79,2	1191,2	85,3	10,9	92,4	14,7	7,9	0,134	6,377
2036	10,3	3,0	100,0	420,1	121,1	0,256	78,9	1270,1	86,9	11,4	103,7	15,4	8,4	0,119	6,496
2037	9,1	2,6	100,0	429,2	123,7	0,262	76,9	1347,1	88,1	11,6	115,3	16,2	8,8	0,102	6,598
2038	8,1	2,3	100,0	437,3	126,0	0,267	74,7	1421,8	89,1	11,8	127,2	17,0	9,2	0,089	6,687
2039	7,1	2,0	100,0	444,4	128,1	0,271	68,8	1490,6	89,7	11,4	138,6	17,8	9,6	0,075	6,762
2040	6,1	1,8	100,0	450,5	129,8	0,275	56,3	1546,9	89,1	10,3	148,8	19,6	9,9	0,063	6,825
2041	5,7	1,6	100,0	456,2	131,5	0,278	48,6	1595,5	88,3	9,3	158,2	20,6	10,3	0,057	6,882
2042	5,0	1,4	100,0	461,2	132,9	0,281	43,0	1638,5	88,4	8,7	166,8	21,6	10,5	0,048	6,930
2043	4,7	1,4	100,0	465,9	134,3	0,284	44,3	1682,8	89,4	9,4	176,2	22,7	10,9	0,044	6,974
2044	4,3	1,2	100,0	470,2	135,5	0,287	44,5	1727,3	90,4	9,8	186,0	23,8	11,2	0,039	7,013
2045	3,9	1,1	100,0	474,1	136,6	0,289	43,6	1770,9	91,0	10,1	196,1	25,0	11,5	0,035	7,048
2046	3,6	1,0	100,0	477,7	137,7	0,291	43,0	1813,8	91,6	10,5	206,6	26,3	11,8	0,031	7,079
2047	3,3	1,0	100,0	481,0	138,6	0,293	42,4	1856,2	92,2	10,8	217,4	27,6	12,2	0,027	7,106
2048	3,1	0,9	100,0	484,1	139,5	0,295	42,0	1898,2	92,7	11,2	228,6	29,0	12,5	0,024	7,130

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	12	0	1	0	0	0	11	3	4,9	12,7	54,5
2027	0	0	0	12	0	0	0	0	0	11	3	6,2	16,1	53,9
2028	0	0	0	13	1	0	1	1	0	11	3	6,0	17,3	52,9
2029	0	0	0	14	1	0	0	0	0	12	3	5,5	17,5	51,9
2030	0	0	0	14	0	0	0	0	0	12	3	5,9	16,8	51,3
2031	0	0	0	16	2	0	0	0	0	14	3	5,0	15,0	58,5
2032	0	0	0	16	0	0	1	1	0	13	3	5,5	17,6	56,7
2033	0	0	0	16	0	0	0	0	0	13	3	5,1	18,4	55,8
2034	0	0	0	16	0	0	0	0	0	13	3	4,8	19,3	55,7
2035	0	0	0	16	0	0	0	0	0	13	3	4,5	20,3	55,5
2036	0	0	0	16	0	0	2	2	0	11	3	4,9	24,0	54,9
2037	0	0	0	16	0	0	0	0	0	11	3	4,5	24,1	54,8
2038	0	0	0	16	0	0	0	0	0	11	3	4,3	25,3	54,5
2039	0	0	0	16	0	0	1	1	0	10	3	4,4	28,9	54,9
2040	0	0	0	16	0	0	1	1	0	9	3	4,5	32,1	56,0
2041	0	0	0	16	0	0	0	0	0	9	3	4,0	31,5	57,1
2042	0	0	0	16	0	0	1	1	0	8	3	4,1	36,3	57,8
2043	0	0	0	16	0	0	0	0	0	8	3	3,8	37,2	57,2
2044	0	0	0	16	0	0	0	0	0	8	3	3,5	38,1	56,5
2045	0	0	0	16	0	0	0	0	0	8	3	3,2	39,1	56,3
2046	0	0	0	16	0	0	0	0	0	8	3	2,9	40,1	56,1
2047	0	0	0	16	0	0	0	0	0	8	3	2,6	41,2	55,7
2048	0	0	0	16	0	0	0	0	0	8	3	2,4	42,4	55,0

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	17,8	2,8	4,7	271,3	42,8	0,135	46,5	531,6	61,7	56,7	333,4	122,4	61,0	0,712	8,323
2027	23,7	3,7	6,5	295,0	46,5	0,146	61,3	592,9	61,4	56,1	389,5	91,6	64,1	0,948	9,270
2028	22,3	3,5	6,6	317,2	50,0	0,157	63,7	656,6	65,1	55,2	444,7	87,5	66,3	0,957	10,227
2029	21,4	3,4	6,8	338,7	53,4	0,168	68,6	725,3	68,8	54,0	498,7	80,2	67,6	0,922	11,150
2030	24,5	3,9	8,3	363,1	57,3	0,180	70,0	795,2	65,0	53,3	552,0	77,0	68,4	1,028	12,178
2031	25,0	3,9	9,2	388,2	61,2	0,193	74,9	870,1	66,6	60,8	612,9	82,4	69,6	1,001	13,179
2032	24,7	3,9	10,1	412,9	65,1	0,205	79,4	949,5	68,8	59,1	672,0	75,9	70,1	0,953	14,132
2033	23,0	3,6	10,4	435,9	68,8	0,216	82,9	1032,4	72,3	58,0	730,0	71,9	70,2	0,851	14,983
2034	21,5	3,4	10,9	457,4	72,1	0,227	87,0	1119,3	75,3	58,0	788,0	69,0	70,1	0,763	15,746
2035	20,1	3,2	11,4	477,5	75,3	0,237	91,3	1210,6	78,0	57,8	845,8	65,9	69,8	0,684	16,430
2036	18,7	2,9	11,9	496,2	78,3	0,246	91,8	1302,4	79,7	57,2	903,0	65,2	69,5	0,616	17,046
2037	17,3	2,7	12,5	513,5	81,0	0,255	91,7	1394,2	81,2	57,0	960,0	65,2	69,2	0,545	17,591
2038	16,3	2,6	13,5	529,8	83,6	0,263	96,6	1490,7	83,2	56,7	1016,7	61,9	68,8	0,504	18,095
2039	15,3	2,4	14,6	545,0	86,0	0,270	100,2	1590,9	84,8	57,1	1073,8	60,4	68,3	0,473	18,568
2040	14,0	2,2	15,8	559,0	88,2	0,277	100,4	1691,3	86,0	58,4	1132,2	61,7	67,9	0,435	19,003
2041	12,6	2,0	16,8	571,6	90,2	0,284	98,4	1789,7	87,2	59,4	1191,6	64,3	67,7	0,391	19,393
2042	11,5	1,8	18,4	583,1	92,0	0,289	100,7	1890,4	88,6	60,1	1251,7	63,8	67,5	0,357	19,750
2043	10,5	1,7	20,7	593,6	93,6	0,294	103,1	1993,5	89,8	59,5	1311,3	61,9	67,2	0,326	20,076
2044	9,6	1,5	23,8	603,3	95,2	0,299	105,9	2099,3	90,9	59,0	1370,2	59,9	66,9	0,298	20,374
2045	8,8	1,4	28,5	612,0	96,5	0,304	108,3	2207,7	91,9	58,6	1428,8	58,3	66,5	0,271	20,645
2046	8,0	1,3	36,4	620,0	97,8	0,308	111,2	2318,9	92,8	58,3	1487,2	56,6	66,0	0,248	20,893
2047	7,3	1,2	52,2	627,3	98,9	0,311	114,4	2433,3	93,6	57,9	1545,1	54,8	65,5	0,226	21,119
2048	6,7	1,1	100,1	634,0	100,0	0,314	118,0	2551,3	94,3	57,4	1602,4	52,7	65,0	0,207	21,327

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	3,8	13,5	0,00
2027	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	3,5	13,5	0,00
2028	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	3,3	13,7	0,00
2029	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	3,0	14,1	0,00
2030	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	2,6	13,5	0,00
2031	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	2,3	13,1	0,00
2032	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	2,0	12,6	0,00
2033	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	1,7	12,1	0,00
2034	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	1,5	11,7	0,00
2035	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	1,3	10,9	0,00
2036	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	1,1	10,1	0,00
2037	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	2	0	0,9	9,4	0,00
2038	0	0	0	2	0	0,0	1	1	0	1	0	0,9	11,3	0,00
2039	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	1	0	0,8	10,3	0,00
2040	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	1	0	0,7	10,9	0,00
2041	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	1	0	0,7	11,5	0,00
2042	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	1	0	0,6	12,2	0,00
2043	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	1	0	0,6	12,9	0,00
2044	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	1	0	0,6	13,6	0,00
2045	0	0	0	2	0	0,0	0	0	0	1	0	0,5	14,4	0,00

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,6	7,7	12,9	16,4	48,1	0,101	9,4	42,3	71,9	0	0,00	0,0	0,0	0,050	0,597
2027	2,4	7,2	13,8	18,8	55,3	0,116	9,4	51,7	74,0	0	0,00	0,0	0,0	0,046	0,643
2028	2,3	6,7	14,9	21,1	61,9	0,130	9,5	61,2	76,2	0	0,00	0,0	0,0	0,043	0,686
2029	2,1	6,2	16,2	23,2	68,1	0,143	9,8	70,9	78,5	0	0,00	0,0	0,0	0,040	0,726
2030	1,8	5,4	16,8	25,0	73,4	0,154	9,4	80,3	80,6	0	0,00	0,0	0,0	0,035	0,761
2031	1,6	4,6	17,5	26,6	78,1	0,164	9,1	89,4	82,5	0	0,00	0,0	0,0	0,030	0,791
2032	1,4	4,0	18,5	27,9	82,1	0,172	8,7	98,1	84,3	0	0,00	0,0	0,0	0,026	0,817
2033	1,2	3,5	19,6	29,1	85,6	0,180	8,4	106,5	85,8	0	0,00	0,0	0,0	0,023	0,840
2034	1,0	3,0	21,2	30,2	88,7	0,186	8,1	114,6	87,2	0	0,00	0,0	0,0	0,020	0,860
2035	0,9	2,6	22,6	31,0	91,2	0,191	7,5	122,2	88,5	0	0,00	0,0	0,0	0,016	0,876
2036	0,7	2,2	24,6	31,8	93,4	0,196	7,0	129,2	89,6	0	0,00	0,0	0,0	0,014	0,890
2037	0,6	1,8	27,3	32,4	95,2	0,200	6,5	135,7	90,6	0	0,00	0,0	0,0	0,012	0,902
2038	0,3	0,9	19,6	32,7	96,1	0,202	3,9	139,7	91,8	0	0,00	0,0	0,0	0,006	0,908
2039	0,3	0,8	20,0	33,0	96,9	0,203	3,6	143,2	92,7	0	0,00	0,0	0,0	0,005	0,913
2040	0,2	0,7	23,8	33,2	97,6	0,205	3,8	147,0	93,4	0	0,00	0,0	0,0	0,005	0,918
2041	0,2	0,7	29,4	33,4	98,3	0,206	4,0	151,1	94,1	0	0,00	0,0	0,0	0,004	0,922
2042	0,2	0,7	39,4	33,7	99,0	0,208	4,2	155,3	94,7	0	0,00	0,0	0,0	0,004	0,926
2043	0,2	0,6	61,6	33,9	99,6	0,209	4,5	159,7	95,3	0	0,00	0,0	0,0	0,004	0,930
2044	0,2	0,6	100,0	34,1	100,2	0,210	4,7	164,5	95,8	0	0,00	0,0	0,0	0,004	0,934
2045	0,2	0,6	100,0	34,3	100,8	0,211	5,0	169,5	96,2	0	0,00	0,0	0,0	0,004	0,938

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,5	0,6	0,00
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,5	0,7	0,00
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,4	0,7	0,00
2029	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,7	2,2	0,00
2030	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,5	2,4	0,00
2031	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,3	2,5	0,00
2032	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,2	2,6	0,00
2033	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,2	3,1	0,00
2034	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,2	3,7	0,00
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,1	4,4	0,00
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,1	5,2	0,00
2037	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,1	6,2	0,00
2038	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,1	7,3	0,00
2039	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,1	8,0	0,00
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,1	8,7	0,00
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,0	8,4	0,00
2042	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,8	8,1	0,00
2043	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,7	7,8	0,00
2044	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,6	7,6	0,00
2045	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,6	7,3	0,00
2046	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,5	7,1	0,00
2047	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,4	6,8	0,00
2048	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,4	6,6	0,00

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,2	1,7	2,7	4,3	38,7	0,089	0,22	5,8	13,0	0	0,00	0,0	0,0	0,0067	0,111
2027	0,2	1,5	2,5	4,4	40,2	0,092	0,23	6,1	27,8	0	0,00	0,0	0,0	0,0059	0,117
2028	0,1	1,3	2,2	4,6	41,5	0,095	0,25	6,3	40,1	0	0,00	0,0	0,0	0,0052	0,122
2029	0,6	5,5	9,4	5,2	47,0	0,108	0,77	7,1	22,0	0	0,00	0,0	0,0	0,0210	0,143
2030	0,5	4,8	9,1	5,7	51,8	0,119	0,82	7,9	35,0	0	0,00	0,0	0,0	0,0181	0,162
2031	0,5	4,2	8,8	6,2	56,1	0,128	0,9	8,7	45,8	0	0,00	0,0	0,0	0,0141	0,176
2032	0,4	3,7	8,5	6,6	59,8	0,137	0,9	9,7	54,9	0	0,00	0,0	0,0	0,0120	0,188
2033	0,4	3,7	9,1	7,0	63,5	0,145	1,1	10,7	62,4	0	0,00	0,0	0,0	0,0115	0,199
2034	0,4	3,6	10,0	7,4	67,1	0,154	1,3	12,0	68,7	0	0,00	0,0	0,0	0,0112	0,210
2035	0,4	3,6	11,0	7,8	70,7	0,162	1,5	13,5	73,9	0	0,00	0,0	0,0	0,0108	0,221
2036	0,4	3,6	12,2	8,2	74,3	0,170	1,8	15,3	78,2	0	0,00	0,0	0,0	0,0106	0,232
2037	0,4	3,5	13,7	8,6	77,8	0,178	2,1	17,5	81,9	0	0,00	0,0	0,0	0,0105	0,242
2038	0,4	3,5	15,8	8,9	81,3	0,186	2,5	20,0	84,9	0	0,00	0,0	0,0	0,0101	0,252
2039	0,4	3,5	18,5	9,3	84,8	0,194	2,8	22,8	86,3	0	0,00	0,0	0,0	0,0096	0,262
2040	0,4	3,4	22,6	9,7	88,2	0,202	3,0	25,8	87,5	0	0,00	0,0	0,0	0,0096	0,271
2041	0,3	3,0	25,6	10,0	91,2	0,209	2,9	28,7	88,6	0	0,00	0,0	0,0	0,0085	0,280
2042	0,3	2,6	30,2	10,3	93,9	0,215	2,8	31,6	89,7	0	0,00	0,0	0,0	0,0072	0,287
2043	0,3	2,3	37,9	10,6	96,2	0,220	2,7	34,3	90,6	0	0,00	0,0	0,0	0,0063	0,294
2044	0,2	2,0	53,8	10,8	98,2	0,225	2,6	36,9	91,5	0	0,00	0,0	0,0	0,0057	0,299
2045	0,2	1,8	100,0	11,0	100,0	0,229	2,5	39,5	92,2	0	0,00	0,0	0,0	0,0050	0,304
2046	0,2	1,6	100,0	11,2	101,6	0,233	2,5	41,9	92,9	0	0,00	0,0	0,0	0,0044	0,309
2047	0,2	1,4	100,0	11,3	103,0	0,236	2,4	44,3	93,6	0	0,00	0,0	0,0	0,0038	0,312
2048	0,1	1,2	100,0	11,5	104,2	0,239	2,3	46,6	94,2	0	0,00	0,0	0,0	0,0033	0,316

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, 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			нефти	жидкости	
2034	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	4,0	10,1	0,0
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	3,2	11,6	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	2,5	13,4	0,0
2037	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	2,0	15,5	0,0
2038	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,6	17,9	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,3	20,6	0,0
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1,0	23,9	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,8	27,5	0,0
2042	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,6	32,0	0,0

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по возвратному объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2034	1,4	23,2	23,6	1,5	24,6	0,051	3,5	3,6	60,0	0	0,00	0,0	0,0	0,059	0,063
2035	1,1	18,4	24,5	2,6	43,1	0,089	4,0	7,6	72,5	0	0,00	0,0	0,0	0,046	0,109
2036	0,9	14,7	25,7	3,5	57,7	0,119	4,7	12,3	81,1	0	0,00	0,0	0,0	0,037	0,146
2037	0,7	11,6	27,5	4,2	69,3	0,143	5,4	17,6	87,0	0	0,00	0,0	0,0	0,029	0,175
2038	0,6	9,2	30,1	4,7	78,6	0,163	6,2	23,8	91,1	0	0,00	0,0	0,0	0,023	0,198
2039	0,4	7,3	34,3	5,2	85,9	0,178	7,2	31,0	93,8	0	0,00	0,0	0,0	0,018	0,216
2040	0,4	5,9	41,6	5,5	91,8	0,190	8,3	39,3	95,8	0	0,00	0,0	0,0	0,015	0,231
2041	0,3	4,6	56,2	5,8	96,4	0,199	9,5	48,8	97,1	0	0,00	0,0	0,0	0,012	0,243
2042	0,2	3,7	100,0	6,0	100,1	0,207	11,1	59,9	98,0	0	0,00	0,0	0,0	0,009	0,252

Таблица 4.1.13 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

Наименование	Объекты				
	I	II	III	IV	Возвратный
Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв	13,9	5,8	8,4	30,7	42,7
Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв	9,6	4,4	8,4	30,7	42,7
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год	31,8	25,0	2,6	0,6	1,4
Темп отбора при проектном уровне добычи (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	9,2	3,9	7,7	5,5	23,2
Год выхода на проектный уровень	2028	2031	2026	2029	2034
Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1	1	1
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год					
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год					
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м ³ /год	801,4	335,9	-	-	-
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	16	16	2	1	1
в том числе: добывающих	15	13	2	1	1
нагнетательных	1	3	-	-	-
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	4	1	-	-	-
в том числе: добывающих	4	-	-	-	-
нагнетательных	-	-	-	-	-
Фонд резервных скважин, шт.	-	1	-	-	-
Накопленная добыча за проектный период, тыс.т:					
нефти	299,7	380,6	20,5	7,4	5,9
жидкости	1544,2	2066,2	136,5	41,0	59,8
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т:					
нефти	484,1	634,0	34,3	11,5	6,0
жидкости	1898,2	2551,3	169,5	46,6	59,9
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,295	0,314	0,211	0,239	0,207
Средняя обводненность к концу разработки, %	92,7	94,3	96,2	94,2	98,0

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

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

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

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

Таблица 4.1.14 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№	Параметры		Объекты				
			I	II	III	IV	Возвратный
1	Плотность сетки скважин, га/скв	на начало разбурирования	13,9	5,8	8,4	30,7	42,7
		на конец разбурирования	9,6	4,4	8,4	30,7	42,7
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту		4:1	4:1	-	-	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %		+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1				
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения		$R_{пл} > R_{нас}$; $R_{заб} \geq R_{нас}$				
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа		$\Delta P = R_{пл} - R_{заб}$, где минимальное $R_{заб} \geq R_{нас}$				
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т		57,8	75,8	45,8	77,8	42,8
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.		+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1				
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³		+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1				
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.		В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1				

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложение, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2048
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	598 818	0	199606	199606	199606	0	0	0	0
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	988 621	0	988621	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	1 587 439	0	1188227	199606	199606	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Обустройство скважины	тыс.тг.	300 000	0	150000	75000	75000	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	32 000	0	16000	8000	8000	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	8 896	3647	1417	1364	1278	1190	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	9 446	6967	0	883	827	770	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	122 616	2616	30000	30000	30000	30000	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	217 089	90498	30329	31204	32080	32979	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	690 048	103728	227746	146450	147185	64938	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	2 277 487	103728	1415973	346056	346792	64938	0	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	2 379 733	103728	1458452	366820	378003	72731	0	0	0

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НДС (с выручки)	тыс.тг.	12 508 441	725 967	865 146	860 953	843 595	804 209	773 902	737 384	677 910	653 147	607 354	565 939	525 671
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	2 712 571	100 402	117 973	128 248	139 839	146 831	150 502	148 551	146 409	150 069	153 821	145 053	148 679
Налог на имущество	тыс.тг.	197 013	894	10 718	20 746	22 382	21 898	19 077	16 216	13 783	11 716	9 959	8 465	7 196
Прочие налоги	тыс.тг.	34 715	1 039	1 091	1 145	1 203	1 263	1 294	1 327	1 360	1 394	1 429	1 464	1 501
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 426 301	51 429	60 235	64 334	71 259	74 442	74 710	73 396	71 883	74 101	74 341	70 220	71 435
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	141	8	9	10	10	10	9	9	8	8	7	6	6
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 590 760	372 153	435 929	386 979	317 870	248 603	218 575	193 481	143 563	102 968	51 320	40 744	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	466 524	156 959	175 087	100 236	34 242	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	-5 080 417	-43 083	-64 103	-159 256	-256 791	-311 162	-309 735	-304 404	-300 904	-312 891	-316 478	-299 987	-296 854
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	6 844 702	295 208	553 057	397 426	419 681	379 711	362 430	354 042	342 019	348 696	342 802	324 300	323 210
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-6 516 469	-430 759	-312 089	-463 527	-423 914	-424 498	-411 472	-383 342	-335 891	-312 891	-316 478	-299 987	-296 854
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг.	8 280 753	682 884	801 043	701 697	586 804	493 047	464 168	432 980	377 005	348 696	342 802	324 300	323 210

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
НДС (с выручки)	491 711	459 908	425 756	394 383	364 074	339 886	318 412	297 673	274 937	257 855	242 668
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	139 144	108 665	104 420	107 031	95 079	97 246	88 016	82 886	79 451	71 308	62 946
Налог на имущество	6 117	5 200	4 420	3 757	3 194	2 715	2 308	1 962	1 668	1 418	1 205
Прочие налоги	1 539	1 577	1 616	1 657	1 698	1 741	1 784	1 829	1 875	1 921	1 969
Рентный налог на экспорт нефти	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	67 085	71 861	66 524	61 622	56 887	53 107	49 752	46 511	42 959	40 290	37 917
НДПИ на добычу газа	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3
Корпоративный подоходный налог	0	27 131	40 485	939	10 021	0	0	0	0	0	0

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	-277 821	-245 469	-208 285	-219 373	-197 191	-185 074	-176 548	-164 481	-148 982	-142 915	-138 628
Поступления Государству НДС от подрядчиков	304 933	261 736	243 400	242 426	221 629	218 274	207 471	192 322	173 717	168 993	167 217
Возврат НДС Государством	-277 821	-245 469	-208 285	-219 373	-197 191	-185 074	-176 548	-164 481	-148 982	-142 915	-138 628
Недисконированные поступления Государству	304 933	261 736	243 400	242 426	221 629	218 274	207 471	192 322	173 717	168 993	167 217

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
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
на внутренний рынок	тыс. тонн	709,083	48,903	56,968	56,049	53,922	50,772	47,667	44,310	39,742	37,357	33,890	30,809
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн		218938,95	219469,50	222474,60	222474,60	222474,60	228036,47	233737,38	239580,81	245570,33	251709,59	258002,33
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	101472,95	104009,77	106610,02	109275,27	112007,15	114807,33
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тыс.тг.	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на внутренний рынок	тыс.тг.	78177755,6	4537292,67	5407162,34	5380955,45	5272469,12	5026306,41	4836889,35	4608649,92	4236935,58	4082169,84	3795960,11	3537121,15
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	78 177 755,65	4537292,67	5407162,34	5380955,45	5272469,12	5026306,41	4836889,35	4608649,92	4236935,58	4082169,84	3795960,11	3537121,15

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок	27,9	25,5	23,2	21,0	19,0	17,1	15,6	14,2	13,0	11,7	10,7	9,8
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	264452,4	271063,7	277840,3	284786,3	291906,0	299203,6	306683,7	314350,8	322209,6	330264,8	338521,4	346984,4
на внутренний рынок	117677,5	120619,5	123634,9	126725,8	129894,0	133141,3	136469,8	139881,6	143378,6	146963,1	150637,2	154403,1
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
на внутренний рынок	3285443,5	3073196,7	2874422,9	2660974,6	2464894,2	2275464,7	2124288,9	1990075,2	1860453,3	1718358,5	1611594,0	1516677,2
Итоговый производственный доход	3285443,5	3073196,7	2874422,9	2660974,6	2464894,2	2275464,7	2124288,9	1990075,2	1860453,3	1718358,5	1611594,0	1516677,2

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	6 734,02	350,37	428,56	442,73	447,22	442,15	425,49	405,41	372,71	359,10	333,92
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	144 530,65	7 519,84	9 198,13	9 502,20	9 598,59	9 489,76	9 132,14	8 701,22	7 999,41	7 707,21	7 166,84
Затраты на материалы	тыс.тг.	677 556,22	35 252,83	43 120,60	44 546,09	44 997,96	44 487,77	42 811,25	40 791,10	37 501,06	36 131,23	33 597,99
Ремонт автодорог	тыс.тг.	78 528,00	3 061,64	3 343,31	3 510,47	3 827,77	4 019,15	4 119,63	4 066,23	4 007,58	4 107,77	4 210,47
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	1 162,81	45,34	49,51	51,98	56,68	59,51	61,00	60,21	59,34	60,83	62,35
Ремонт скважин	тыс.тг.	349 231,87	1 638,68	6 449,51	6 771,99	0,00	0,00	0,00	7 403,12	6 006,91	0,00	41 533,77
НИР	тыс.тг.	1 647 198,13	64 220,69	70 129,00	73 635,45	80 290,96	84 305,51	86 413,14	85 292,97	84 062,79	86 164,36	88 318,46
Геофизические работы	тыс.тг.	173 367,40	6 759,22	7 381,07	7 750,12	8 450,61	8 873,14	9 094,97	8 977,07	8 847,60	9 068,79	9 295,51
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	52 580,50	2 050,00	2 238,60	2 350,53	2 562,98	2 691,13	2 758,41	2 722,65	2 683,38	2 750,47	2 819,23
Транспортные услуги	тыс.тг.	4 839 103,35	197 040,90	215 168,66	225 927,10	246 347,43	258 664,80	265 131,42	261 694,53	257 920,09	264 368,09	270 977,30
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	3 930 958,85	160 942,40	175 749,10	184 536,56	201 215,82	211 276,61	216 558,53	213 751,29	210 668,34	215 935,04	221 333,42
Охрана труда	тыс.тг.	611 127,38	23 826,53	26 018,58	27 319,50	29 788,77	31 278,21	32 060,16	31 644,57	31 188,15	31 967,86	32 767,05
Охрана объектов	тыс.тг.	1 565 940,25	46 861,08	49 204,14	51 664,34	54 247,56	56 959,94	58 383,94	59 843,54	61 339,62	62 873,12	64 444,94
Аренда	тыс.тг.	550 137,77	21 448,68	23 421,96	24 593,06	26 815,89	28 156,69	28 860,60	28 486,49	28 075,62	28 777,51	29 496,95
Расходы на экологию	тыс.тг.	2 711,28	105,71	115,43	121,20	132,16	138,77	142,24	140,39	138,37	141,83	145,37
Командировочные расходы	тыс.тг.	50 090,54	1 952,92	2 132,59	2 239,22	2 441,61	2 563,69	2 627,78	2 593,72	2 556,31	2 620,22	2 685,72
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	18 615 597,28	763 251,22	833 470,33	875 143,84	954 243,38	1 001 955,55	1 027 004,44	1 013 691,42	999 070,87	1 024 047,64	1 049 648,83
Затраты на персонал	тыс.тг.	4 148 860,50	172 812,66	188 711,42	198 146,99	216 056,43	226 859,26	232 530,74	229 516,45	226 206,12	231 861,27	237 657,80
Услуги по хранению	тыс.тг.	35 997,78	1 403,48	1 532,60	1 609,23	1 754,67	1 842,41	1 888,47	1 863,99	1 837,10	1 883,03	1 930,11
Потери нефти	тыс.тг.	325 894,72	12 337,04	14 449,24	15 432,24	17 096,99	17 865,21	17 921,19	17 606,12	17 243,09	17 770,52	17 832,76
Услуги по информатизации	тыс.тг.	307 188,40	11 976,61	13 078,46	13 732,38	14 973,58	15 722,26	16 115,31	15 906,41	15 676,99	16 068,92	16 470,64
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	1 153 690,80	30 729,04	32 496,92	34 234,17	36 136,99	37 962,28	44 374,05	45 104,38	46 176,41	47 260,53	48 375,85
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	405 377,97	15 804,81	17 258,85	18 121,80	19 759,73	20 747,71	21 266,41	20 990,73	20 687,98	21 205,18	21 735,31
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	26 387,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 387,53	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	262 870,70	0,00	8 964,27	9 412,48	0,00	0,00	0,00	32 707,84	33 525,53	22 909,11	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	11 833,06	11 833,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	136 238,42	16 729,50	17 565,97	18 444,27	19 366,49	0,00	41 686,36	0,00	0,00	22 445,83	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	40 394 443,65	1 616 153,21	1 768 446,06	1 856 347,68	2 046 729,42	2 150 680,32	2 169 708,78	2 142 194,84	2 111 965,63	2 193 190,08	2 211 365,63
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	2 712 570,71	100 401,73	117 973,39	128 247,78	139 839,41	146 831,38	150 502,16	148 551,21	146 408,64	150 068,86	153 820,58
Налог на имущество	тыс.тг.	197 012,68	894,39	10 717,98	20 745,74	22 381,81	21 897,88	19 076,92	16 215,55	13 783,45	11 716,20	9 959,06
Земельный налог	тыс.тг.	14 318,70	428,49	449,91	472,41	496,03	520,83	533,85	547,20	560,88	574,90	589,27
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	20 396,62	610,37	640,89	672,94	706,58	741,91	760,46	779,47	798,96	818,93	839,41
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 426 300,80	51 429,15	60 235,42	64 333,98	71 258,51	74 442,40	74 709,99	73 396,38	71 882,81	74 101,23	74 340,66
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	140,60	7,52	9,18	9,55	9,55	9,72	9,35	8,88	8,04	7,76	7,01
Итого производственных затрат	тыс.тг.	44 765 183,74	1 769 924,85	1 958 472,84	2 070 830,08	2 281 421,31	2 395 124,44	2 415 301,52	2 381 693,53	2 345 408,40	2 430 477,96	2 450 921,61
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	10 184 424,55	476 882,61	638 737,40	668 832,05	678 196,81	674 055,12	648 653,26	618 045,11	568 196,19	547 441,26	509 058,97
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	10 184 424,55	476 882,61	638 737,40	668 832,05	678 196,81	674 055,12	648 653,26	618 045,11	568 196,19	547 441,26	509 058,97
Административные расходы	тыс.тг.	6 176 831,09	264 275,21	288 588,53	303 017,95	330 406,12	346 926,42	355 599,58	350 989,96	345 927,60	354 575,79	363 440,19
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	2 186 871,61	147 262,49	107 535,49	149 328,74	120 465,87	124 557,01	118 233,15	115 226,92	110 598,13	108 193,60	108 294,96
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	555 584,30	38 316,50	44 636,21	43 916,01	42 249,03	39 780,97	37 348,11	34 717,81	31 139,14	29 269,95	26 553,92
Страхование	тыс.тг.	320 271,64	11 439,50	12 491,93	13 116,53	14 302,06	15 017,16	15 392,59	15 193,06	14 973,92	15 348,27	15 731,98
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	415 024,11	4 479,22	16 161,53	29 923,19	20 679,30	22 643,00	21 506,80	21 697,09	21 421,95	21 119,66	21 931,90
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	461 548,26	52 175,50	16 161,53	29 923,19	20 679,30	22 643,00	21 506,80	21 697,09	21 421,95	21 119,66	21 931,90
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	462 475,18	40 851,77	18 084,29	32 449,82	22 556,17	24 472,88	22 478,84	21 921,88	21 641,17	21 336,07	22 145,26
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	18 548 127,25	888 420,32	1 034 861,42	1 121 178,75	1 129 068,79	1 145 538,56	1 122 485,99	1 084 261,99	1 024 721,92	1 010 210,65	980 794,12
Итого затраты	тыс.тг.	63 313 310,99	2 658 345,16	2 993 334,26	3 192 008,83	3 410 490,10	3 540 663,00	3 537 787,51	3 465 955,52	3 370 130,32	3 440 688,61	3 431 715,74
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	78 177 755,65	4 537 292,67	5 407 162,34	5 380 955,45	5 272 469,12	5 026 306,41	4 836 889,35	4 608 649,92	4 236 935,58	4 082 169,84	3 795 960,11
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	63 313 310,99	2 658 345,16	2 993 334,26	3 192 008,83	3 410 490,10	3 540 663,00	3 537 787,51	3 465 955,52	3 370 130,32	3 440 688,61	3 431 715,74
Операционный доход	тыс.тг.	14 864 444,66	1 878 947,51	2 413 828,08	2 188 946,62	1 861 979,01	1 485 643,41	1 299 101,83	1 142 694,40	866 805,26	641 481,23	364 244,37

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
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	2 196 898,09	7 880,53	123 748,74	153 070,50	181 845,85	178 203,29	167 275,73	155 474,43	139 437,69	131 054,09	118 886,30
Балансовая прибыль	тыс.тг.	12 667 546,57	1 871 066,97	2 290 079,34	2 035 876,12	1 680 133,16	1 307 440,12	1 131 826,10	987 219,98	727 367,56	510 427,14	245 358,07
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	2 322 752,85	18 182,32	234 184,36	254 053,05	272 627,20	242 630,37	206 227,61	175 288,24	148 991,88	126 641,44	107 644,60
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	12 541 691,81	1 860 765,19	2 179 643,71	1 934 893,57	1 589 351,81	1 243 013,04	1 092 874,23	967 406,16	717 813,38	514 839,79	256 599,77
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	13 071 700,37	1 860 765,19	2 179 643,71	1 934 893,57	1 589 351,81	1 243 013,04	1 092 874,23	967 406,16	717 813,38	514 839,79	256 599,77
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 590 759,86	372 153,04	435 928,74	386 978,71	317 870,36	248 602,61	218 574,85	193 481,23	143 562,68	102 967,96	51 319,95
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	10 076 786,71	1 498 913,94	1 854 150,59	1 648 897,40	1 362 262,80	1 058 837,51	913 251,26	793 738,74	583 804,89	407 459,18	194 038,12
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	466 523,56	156 959,00	175 086,99	100 235,60	34 241,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	9 610 263,15	1 341 954,94	1 679 063,60	1 548 661,80	1 328 020,83	1 058 837,51	913 251,26	793 738,74	583 804,89	407 459,18	194 038,12

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	311,15	289,01	270,34	252,85	234,08	216,83	200,17	186,87	175,06	163,66	151,16	141,77	133,42
Затраты на химреагенты	6 678,15	6 202,98	5 802,25	5 426,96	5 023,97	4 653,77	4 296,12	4 010,70	3 757,30	3 512,57	3 244,29	3 042,72	2 863,52
Затраты на материалы	31 307,01	29 079,42	27 200,82	25 441,48	23 552,25	21 816,75	20 140,11	18 802,05	17 614,13	16 466,85	15 209,17	14 264,20	13 424,09
Ремонт автодорог	3 970,47	4 069,73	3 808,74	2 974,44	2 858,25	2 929,71	2 602,56	2 667,62	2 734,31	2 802,67	2 872,74	2 944,56	3 018,17
Ремонт прочего оборудования	58,79	60,26	56,40	44,04	42,32	43,38	38,54	39,50	40,49	41,50	42,54	43,60	44,69
Ремонт скважин	15 097,46	40 145,50	12 283,58	0,00	14 911,21	28 899,86	0,00	26 314,53	26 972,39	27 646,70	28 337,87	29 046,32	29 772,47
НИР	83 284,31	85 366,42	79 891,83	62 391,72	59 954,54	61 453,41	54 591,11	55 955,89	57 354,78	58 788,65	60 258,37	61 764,83	63 308,95
Геофизические работы	8 765,66	8 984,81	8 408,61	6 566,72	6 310,21	6 467,96	5 745,71	5 889,35	6 036,58	6 187,50	6 342,19	6 500,74	6 663,26
Маркшейдерские работы	2 658,53	2 725,00	2 550,24	1 991,62	1 913,82	1 961,66	1 742,61	1 786,18	1 830,83	1 876,60	1 923,52	1 971,61	2 020,90
Транспортные услуги	255 531,59	261 919,88	245 122,84	191 429,27	183 951,56	188 550,35	167 495,56	163 098,80	167 176,27	144 299,52	138 662,82	132 654,10	135 970,45
Техобслуживание и содержание ОС	208 717,42	213 935,35	200 215,58	156 358,84	150 251,07	154 007,35	136 809,86	133 218,60	130 799,63	125 229,87	105 708,74	100 612,07	103 127,37
Охрана труда	30 899,33	31 671,82	29 640,69	23 147,97	22 243,75	22 799,84	20 253,86	20 760,21	21 279,21	21 811,19	22 356,47	22 915,38	23 488,27
Охрана объектов	66 056,07	67 707,47	69 400,15	71 135,16	72 913,54	74 736,38	76 604,79	78 519,91	80 482,90	82 494,98	84 557,35	86 671,28	88 838,07
Аренда	27 815,62	28 511,02	26 682,59	20 837,83	20 023,86	20 524,45	18 232,55	18 688,37	19 155,58	19 634,47	20 125,33	20 628,46	21 144,17
Расходы на экологию	137,09	140,51	131,50	102,70	98,68	101,15	89,86	92,10	94,41	96,77	99,19	101,66	104,21
Командировочные расходы	2 532,64	2 595,95	2 429,47	1 897,30	1 823,19	1 868,77	1 660,09	1 701,59	1 744,13	1 787,74	1 832,43	1 878,24	1 925,20
Затраты на оплату труда ОПП	989 818,85	1 014 564,32	949 499,87	741 514,19	712 548,79	730 362,51	648 805,36	665 025,49	599 721,91	564 328,49	544 005,94	487 023,04	426 850,99
Затраты на персонал	224 111,31	229 714,09	214 982,42	167 891,04	161 332,79	165 366,11	146 900,23	150 572,74	135 786,93	127 773,27	98 537,53	88 216,04	77 316,88
Услуги по хранению	1 820,09	1 865,59	1 745,95	1 363,51	1 310,24	1 343,00	1 193,03	1 222,86	1 253,43	1 284,76	1 316,88	1 349,81	1 383,55
Потери нефти	16 844,35	17 135,75	16 092,42	13 282,00	12 520,02	12 700,11	11 450,36	11 506,91	10 877,69	10 328,28	9 769,05	9 168,16	8 665,23
Услуги по информатизации	15 531,81	15 920,11	14 899,15	11 635,52	11 181,01	11 460,54	10 180,78	10 435,30	10 696,18	10 963,58	11 237,67	11 518,61	11 806,58
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	49 535,04	50 754,51	51 972,19	53 261,13	54 713,93	56 176,10	57 576,41	59 105,43	60 510,79	61 973,96	63 549,18	65 078,42	66 633,08
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	20 496,40	21 008,81	19 661,50	15 354,70	14 754,90	15 123,78	13 434,95	13 770,83	14 115,10	14 467,98	14 829,68	15 200,42	15 580,43
Перевод на другой нефтяной горизонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	24 068,89	0,00	25 287,37	64 798,90	13 283,77	0,00	27 912,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	2 094 087,13	2 142 608,37	2 015 748,17	1 645 122,31	1 553 538,94	1 589 495,62	1 433 226,59	1 448 773,01	1 375 746,27	1 309 636,19	1 240 786,60	1 168 697,94	1 110 194,89
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	145 052,81	148 679,13	139 144,27	108 665,05	104 420,32	107 030,83	95 079,05	97 245,68	88 016,32	82 886,40	79 451,16	71 308,18	62 946,39
Налог на имущество	8 465,49	7 195,95	6 116,83	5 199,57	4 419,88	3 757,12	3 193,77	2 714,90	2 307,84	1 961,83	1 667,70	1 417,68	1 205,15
Земельный налог	604,01	619,11	634,58	650,45	666,71	683,38	700,46	717,97	735,92	754,32	773,18	792,51	812,32
Прочие налоги и фонды	860,39	881,90	903,95	926,55	949,71	973,45	997,79	1 022,73	1 048,30	1 074,51	1 101,37	1 128,91	1 157,13
НДПИ на добычу нефти	70 220,11	71 434,74	67 085,33	71 860,57	66 524,36	61 622,36	56 886,62	53 107,22	49 751,88	46 511,33	42 958,96	40 289,85	37 916,93
НДПИ на добычу газа	6,43	5,78	5,36	5,05	4,70	4,31	3,98	3,65	3,41	3,17	2,92	2,73	2,55
Итого производственных затрат	2 319 296,36	2 371 424,98	2 229 638,49	1 832 429,53	1 730 524,62	1 763 567,06	1 590 088,26	1 603 585,16	1 517 609,94	1 442 827,75	1 366 741,90	1 283 637,79	1 214 235,35
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	474 347,25	440 595,91	412 132,45	385 475,80	356 851,22	330 555,77	305 152,24	284 878,74	266 879,94	249 496,94	230 441,26	216 123,55	203 394,69

Составляющие	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Итого расходы по реализации	474 347,25	440 595,91	412 132,45	385 475,80	356 851,22	330 555,77	305 152,24	284 878,74	266 879,94	249 496,94	230 441,26	216 123,55	203 394,69
Административные расходы	342 724,10	351 292,20	328 763,68	256 748,78	246 719,53	252 887,52	224 648,41	230 264,62	188 816,99	145 153,06	99 187,92	101 667,62	104 209,31
Общехозяйственные расходы	105 537,45	100 127,37	98 683,85	90 018,91	76 689,35	72 587,61	70 957,00	65 320,96	64 971,70	62 057,48	59 323,14	56 740,54	54 159,87
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	24 139,77	21 875,26	19 963,00	18 216,39	16 452,37	14 868,33	13 390,91	12 196,34	11 147,10	10 166,87	9 161,33	8 382,55	7 696,44
Страхование	14 835,26	15 206,14	14 230,96	11 113,70	10 679,57	15 535,39	15 894,96	14 332,27	14 487,73	13 757,46	13 096,36	12 407,87	11 686,98
Затраты на обучение персонала	22 113,66	20 940,87	21 426,08	20 157,48	16 451,22	15 701,94	16 051,98	14 492,79	14 632,66	13 903,79	13 235,40	12 540,22	11 812,38
Расходы на НИОКР	22 113,66	20 940,87	21 426,08	20 157,48	16 451,22	15 535,39	15 894,96	14 332,27	14 487,73	13 757,46	13 096,36	12 407,87	11 686,98
Выделение средств на социальные проекты	22 335,11	21 164,22	21 637,73	20 373,86	16 654,96	15 701,94	16 051,98	14 492,79	14 632,66	13 903,79	13 235,40	12 540,22	11 812,38
Итого не производственные затраты	922 608,80	892 015,48	839 579,99	732 243,49	680 260,10	656 030,90	600 757,64	580 464,32	520 668,63	456 707,48	388 952,32	374 531,71	361 763,88
Итого затраты	3 241 905,16	3 263 440,46	3 069 218,47	2 564 673,02	2 410 784,72	2 419 597,96	2 190 845,90	2 184 049,48	2 038 278,57	1 899 535,23	1 755 694,22	1 658 169,51	1 575 999,23
Доходы (убытки)													
Производственный доход	3 537 121,15	3 285 443,55	3 073 196,70	2 874 422,87	2 660 974,58	2 464 894,24	2 275 464,71	2 124 288,90	1 990 075,17	1 860 453,28	1 718 358,51	1 611 593,98	1 516 677,22
Расходы на реализованную продукцию	3 241 905,16	3 263 440,46	3 069 218,47	2 564 673,02	2 410 784,72	2 419 597,96	2 190 845,90	2 184 049,48	2 038 278,57	1 899 535,23	1 755 694,22	1 658 169,51	1 575 999,23
Операционный доход	295 215,99	22 003,09	3 978,23	309 749,85	250 189,86	45 296,28	84 618,81	-59 760,58	-48 203,39	-39 081,95	-37 335,71	-46 575,53	-59 322,01
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	108 072,27	97 930,29	89 366,10	81 544,57	73 646,44	66 554,49	59 940,34	54 592,26	49 894,82	45 506,62	41 005,56	37 519,31	34 447,87
Балансовая прибыль	187 143,71	-75 927,20	-85 387,87	228 205,28	176 543,42	-21 258,21	24 678,47	-114 352,84	-98 098,22	-84 588,57	-78 341,26	-84 094,83	-93 769,88
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	91 497,98	77 773,82	66 108,58	56 193,31	47 765,42	40 601,75	34 512,63	29 336,84	24 937,37	21 197,76	18 019,03	15 317,03	13 020,28
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	203 718,01	-55 770,73	-62 130,36	253 556,54	202 424,44	4 694,53	50 106,19	-89 097,42	-73 140,76	-60 279,71	-55 354,73	-61 892,56	-72 342,29
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	203 718,01	0,00	0,00	253 556,54	202 424,44	4 694,53	50 106,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	40 743,60	0,00	0,00	27 131,09	40 484,89	938,91	10 021,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	146 400,11	-75 927,20	-85 387,87	201 074,19	136 058,53	-22 197,11	14 657,23	-114 352,84	-98 098,22	-84 588,57	-78 341,26	-84 094,83	-93 769,88
Налог на сверхприбыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	146 400,11	-75 927,20	-85 387,87	201 074,19	136 058,53	-22 197,11	14 657,23	-114 352,84	-98 098,22	-84 588,57	-78 341,26	-84 094,83	-93 769,88

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

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	78 177 756	4 537 293	5 407 162	5 380 955	5 272 469	5 026 306	4 836 889	4 608 650	4 236 936	4 082 170	3 795 960	3 537 121	3 285 444
Итого приток средств	тыс.тг.	78 177 756	4 537 293	5 407 162	5 380 955	5 272 469	5 026 306	4 836 889	4 608 650	4 236 936	4 082 170	3 795 960	3 537 121	3 285 444
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	63 313 311	2 658 345	2 993 334	3 192 009	3 410 490	3 540 663	3 537 788	3 465 956	3 370 130	3 440 689	3 431 716	3 241 905	3 263 440
прямые затраты	тыс.тг.	40 394 444	1 616 153	1 768 446	1 856 348	2 046 729	2 150 680	2 169 709	2 142 195	2 111 966	2 193 190	2 211 366	2 094 087	2 142 608
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	4 370 740	153 772	190 027	214 482	234 692	244 444	245 593	239 499	233 443	237 288	239 556	225 209	228 817
расходы периода	тыс.тг.	18 548 127	888 420	1 034 861	1 121 179	1 129 069	1 145 539	1 122 486	1 084 262	1 024 722	1 010 211	980 794	922 609	892 015
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	2 379 733	103 728	1 458 452	366 820	378 003	72 731	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	1 653 027	0	1 223 873	211 582	217 571	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	726 706	103 728	234 578	155 237	160 432	72 731	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 590 760	372 153	435 929	386 979	317 870	248 603	218 575	193 481	143 563	102 968	51 320	40 744	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	466 524	156 959	175 087	100 236	34 242	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	-852 730	0	0	0	0	0	0	0	0	-8 441	-51 926	-58 347	-94 393
Итого отток средств	тыс.тг.	67 897 597	3 291 185	5 062 802	4 046 043	4 140 605	3 861 997	3 756 362	3 659 437	3 513 693	3 535 216	3 431 110	3 224 301	3 169 048
Поток денежной наличности	тыс.тг.	10 280 158	1 246 108	344 360	1 334 913	1 131 864	1 164 310	1 080 527	949 213	723 243	546 954	364 850	312 820	116 396
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	6 514 868	1 246 108	310 654	1 086 379	830 973	771 127	645 591	511 622	351 669	239 919	144 375	111 670	37 484
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	5 705 801	1 246 108	299 444	1 009 386	744 219	665 698	537 213	410 371	271 894	178 800	103 713	77 324	25 019
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	4 970 727	1 246 108	286 967	927 023	655 014	561 492	434 240	317 890	201 844	127 204	70 710	50 522	15 666
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	10 280 158	1 246 108	1 590 468	2 925 381	4 057 245	5 221 555	6 302 082	7 251 295	7 974 537	8 521 491	8 886 342	9 199 161	9 315 557
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	6 514 868	1 246 108	1 556 762	2 643 141	3 474 115	4 245 242	4 890 832	5 402 455	5 754 124	5 994 043	6 138 418	6 250 089	6 287 573

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	5 705 801	1 246 108	1 545 552	2 554 937	3 299 156	3 964 854	4 502 067	4 912 438	5 184 332	5 363 132	5 466 845	5 544 170	5 569 188
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	4 970 727	1 246 108	1 533 075	2 460 098	3 115 111	3 676 603	4 110 843	4 428 733	4 630 576	4 757 780	4 828 491	4 879 013	4 894 678

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Выручка от реализации (без НДС)	3 073 197	2 874 423	2 660 975	2 464 894	2 275 465	2 124 289	1 990 075	1 860 453	1 718 359	1 611 594	1 516 677	1 400 897
Итого приток средств	3 073 197	2 874 423	2 660 975	2 464 894	2 275 465	2 124 289	1 990 075	1 860 453	1 718 359	1 611 594	1 516 677	1 400 897
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	3 069 218	2 564 673	2 410 785	2 419 598	2 190 846	2 184 049	2 038 279	1 899 535	1 755 694	1 658 170	1 575 999	1 555 049
прямые затраты	2 015 748	1 645 122	1 553 539	1 589 496	1 433 227	1 448 773	1 375 746	1 309 636	1 240 787	1 168 698	1 110 195	1 120 065
налоги и платежи, относимые на вычеты	213 890	187 307	176 986	174 071	156 862	154 812	141 864	133 192	125 955	114 940	104 040	104 424
расходы периода	839 580	732 243	680 260	656 031	600 758	580 464	520 669	456 707	388 952	374 532	361 764	330 560
Капитальные Вложения (без НДС)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	0	27 131	40 485	939	10 021	0	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	-91 042	-47 298	-25 929	-67 416	-54 746	-63 462	-65 607	-59 131	-47 762	-54 053	-63 177	-55 300
Итого отток средств	2 978 176	2 544 506	2 425 340	2 353 121	2 146 121	2 120 588	1 972 671	1 840 404	1 707 932	1 604 116	1 512 822	1 499 749
Поток денежной наличности	95 020,44	329 916,69	235 634,45	111 773,26	129 343,29	3 701,16	17 403,81	20 048,92	10 426,27	7 477,68	3 854,77	-98 851,55
Чистая приведенная стоимость:												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	27 605	86 465	55 711	23 840	24 887	642	2 725	2 832	1 329	860	400	-9 248
при ставке дисконта в 15%	17 760	53 621	33 302	13 736	13 822	344	1 406	1 409	637	397	178	-3 971
при ставке дисконта в 20%	10 657	30 835	18 353	7 255	6 996	167	654	628	272	163	70	-1 492
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	9 410 578	9 740 495	9 976 129	10 087 902	10 217 246	10 220 947	10 238 351	10 258 399	10 268 826	10 276 303	10 280 158	10 181 307
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	6 315 178	6 401 643	6 457 353	6 481 193	6 506 080	6 506 723	6 509 448	6 512 280	6 513 609	6 514 468	6 514 868	6 505 620
при ставке дисконта в 15%	5 586 948	5 640 569	5 673 871	5 687 607	5 701 429	5 701 773	5 703 180	5 704 588	5 705 225	5 705 623	5 705 801	5 701 829
при ставке дисконта в 20%	4 905 336	4 936 171	4 954 524	4 961 778	4 968 774	4 968 941	4 969 595	4 970 222	4 970 494	4 970 657	4 970 727	4 969 234

4.3 Обоснование рекомендуемой величины извлекаемых запасов и КИН

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

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

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

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

$$K_{кин} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3; \quad (4.3.1)$$

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

K_2 – коэффициент вытеснения нефти;

K_3 – коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использовались следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''; \quad (4.3.2)$$

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_n^{\min}}{h_{эф}^{внз}} \right)^2; \quad (4.3.3)$$

$$K_1'' = \exp \left(- \frac{W^2}{d^2} * S' * m_p \right); \quad (4.3.4)$$

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

$$(h_{н.мин}/h_{чнз})^2 = 1/[1+(A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_v/\mu_n \cdot \gamma_n/\gamma_v]^2; \quad (4.3.5)$$

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

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

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

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

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

$$h_n^{мин} = h_{чнз} / [1 + \{A_2 \cdot \mu_\epsilon \cdot \gamma_n / (1 - A_2) \cdot \mu_n \cdot \gamma_\epsilon \cdot b_n\}] \quad (4.3.6)$$

Результаты расчета минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения скважин представлены в таблице 4.3.1. Полученные в результате расчетов по формуле 4.3.6 минимальные нефтенасыщенные толщины для размещения скважин по IV и возвратному объекту, вызывают сомнения и не рекомендуются для использования в заложении скважин, ввиду своих низких значений 0,2 и 0,1м соответственно.

Таблица 4.3.1 – Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения скважин

Параметры	I объект	II объект	III объект	IV объект	Возвратный объект
Средняя нефтенасыщенная толщина ВНЗ, м	5,4	10,4	5,8	2,8	2,9
Предельная обводненность продукции, доли ед.	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	42,4	18	15,8	2,3	0,7
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,879	0,854	0,851	0,759	0,747
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,088	1,088	1,149	1,149	1,149
Объемный коэффициент, доли ед.	1,000	1,000	1,044	1,222	1,330
Минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения скважин	2,8	3,3	1,8	-	-
Коэффициент вытеснения, К2	0,493	0,697	0,697	0,578	0,578
Соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях, μ^*	14,677	10,474	9,194	1,011	0,308

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

K_1^H – 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 Уаз Восточный 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. Результаты определения доли неколлектора по эксплуатационным объектам представлены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Результаты определения доли неколлектора по объектам

Объект	Средняя толщина горизонта, м	Площадь нефтеносности категории В+С ₁ , тыс.м ²	Объем горизонта, тыс.м ³	Нефтенасыщенный объем пород, тыс.м ³	Доля неколлектора, доли ед
I	19,3	1533	29586,9	4509	0,848
II	27,1	701	18997,1	9061	0,523
III	22,4	179	4009,6	641	0,840
IV	16,1	307	4942,7	465	0,906
Возвратный	11,1	427	4739,7	323	0,932

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.

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A; \quad (4.3.7)$$

$$A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_2) \mu_0}; \quad (4.3.8)$$

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.

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2v^2}; \quad (4.3.9)$$

$$K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot v^2}; \quad (4.3.10)$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} (1 + \mu_*) \frac{\epsilon_n \gamma_в}{\gamma_n}; \quad (4.3.11)$$

где: μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях ($\mu_* = (\mu_n / \mu_в) \cdot K_2^{1,5}$); v^2 – расчетная послойная неоднородность пластов, данный параметр является комплексным, объединяющим различные виды неоднородности, действующие взаимно, независимо и одновременно.

V_1^2 – действительная послойная неоднородность.

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

$$\overline{V_{1(2)}^2} = \frac{\sum V_{1(2)}^2}{n} \quad (4.3.12)$$

Затем осуществляется переход к неограниченно большой совокупности:

$$V_1^2 = 2 \cdot \frac{\overline{V_{1(2)}^2}}{1 - \overline{V_{1(2)}^2}} \quad (4.3.13)$$

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

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

$$V_2^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} \cdot \frac{2 \cdot \mu_*}{1 + \mu_*} \quad (4.3.14)$$

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

$$V_3^2 = \frac{V_{\text{зон}}^2 + 1}{\frac{V_{\text{зон}}^2}{n_*} + 1} \quad (4.3.15)$$

Таким образом, расчетная послойная неоднородность для I объекта составляет 0,454 доли ед., для II объекта – 0,559 доли ед., для III объекта – 0,664 доли ед., для IV объекта – 0,011 доли ед. и определяется по следующей формуле:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2}{3} \frac{(M-1)^2}{M} \cdot \frac{2\mu_*}{1 + \mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_{\text{зон}}^2 + 1}{\frac{V_{\text{зон}}^2}{n_*} + 1} \right) - 1 \quad (4.3.16)$$

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_e} \cdot K_\phi \quad (4.3.17)$$

где: K_ϕ – фильтрационный коэффициент.

$$K_\phi = K_2^{1,5}; \quad (4.3.18)$$

Значения коэффициентов охвата, заводнения и конечного нефтеизвлечения, рассчитанных для разных вариантов, по каждому продуктивному горизонту, с учетом геологического строения и неоднородности приведены в таблице 4.3.3.

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

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (4.3.19)$$

где, k – проницаемость, мД; h – мощность интервала перфорации, м; R_k – радиус контура, м; r_c – радиус скважины, м; S – скин-фактор, доли ед.; B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые

условия. Расчеты и результаты по определению дебита нефти проектных скважин представлены в таблице 3.5.4. Средние значения проницаемости и скин-фактора по объектам взяты по результатам ГДИС. Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти. Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации уже пробуренных добывающих скважин.

Таблица 4.3.3 – Коэффициенты нефтеизвлечения по расчетным вариантам разработки

Объекты	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.			
		K ₁	K ₂	K ₃	КИН
I	1	0,870	0,493	0,337	0,145
	2	0,894	0,493	0,358	0,158
	3	0,883	0,493	0,497	0,216
II	1	0,991	0,697	0,419	0,289
	2	0,991	0,697	0,430	0,297
	3	0,991	0,697	0,464	0,321
III	1	0,945	0,697	0,331	0,218
	2	0,945	0,697	0,331	0,218
	3	0,945	0,697	0,331	0,218
IV	1	0,916	0,578	0,415	0,220
Возвратный	1	0,886	0,578	0,409	0,210

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

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S}; \quad (4.3.20)$$

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

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

Расчёт дебита горизонтальной нефтяной скважины по методу Джоши. Преимущества скважин с горизонтальным стволом наилучшим образом можно обосновать путем простого анализа работы скважины. Поведение горизонтальной скважины анализируется, когда приток пластовой жидкости происходит по всей длине горизонтального ствола в продуктивном пласте, что отвечает открытому стволу, с хвостовиком, имеющим щелевидные отверстия, или перфорированной колонне с достаточно высокой плотностью,

что позволяет не учитывать дополнительные фильтрационные сопротивления за счет перфорации, а также скин-эффект, обусловленный загрязнением призабойной зоны. Для выполнения более надежных сравнений необходимо рассматривать как переходный, так и псевдостационарный процессы фильтрации. Это особенно важно для низкопроницаемых коллекторов, в которых продолжительность переходного режима фильтрации очень высока.

Формула Джоши:

$$Q = \frac{K_h h \Delta P}{\mu B_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_c} + 1 \right\}} \quad (4.3.21)$$

$$a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0,5} \quad \beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (4.3.22)$$

где:

μ – вязкость жидкости, сП;

r_{eh} – радиус контура питания, м;

r_c – радиус ствола скв., м;

B_o – объемный коэффициент;

L – длина горизонтального ствола, м;

S – скин фактор;

K_h – горизонтальная проницаемость

K_v – вертикальная проницаемость

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

ΔP – депрессия

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

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

Результаты расчетов:

Расчетный период составил:

1 вариант – 2026 - 2034гг.

2 вариант – 2026 - 2048гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 377,3 млн. тг.

2 вариант – 2 379,7 млн. тг..

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 24 354,4 млн. тг

2 вариант – 65 636,1 млн. тг.

Поступления Государства за рентабельный период:

1 вариант – 3 863,8 млн. тг.

2 вариант – 8 280,8 млн. тг.

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

1 вариант – 4 934,6 млн. тг.

2 вариант – 6 514,9 млн. тг.

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

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

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2034	2026 - 2048
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	142	184
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	51,7	57,4
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	1,4	1,5
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	69,7	69,5
Темп отбора при проектном уровне	%	5,0	5,6
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	25	29
добывающих	ед.	21	25

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
нагнетательных	ед.	4	4
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	4
Нефтедобывающих	ед.	0	4
Накопленные показатели			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	330,45	714,07
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	786	1 170
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	9	19
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	20	30
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	1 229	3 848
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	2 107	4 725
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	580	1 541
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	870	1 831
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,202	0,300
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	83,9%	93,9%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	32 418,3	78 177,8
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	377,3	2 379,7
в строительство скважин	млн. тг	0,0	1 653,0
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	377,3	726,7
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	24 085,7	63 313,3
производственные расходы	млн. тг	15 035,5	40 394,4
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	1 537,9	4 370,7
непроизводственные расходы	млн. тг	7 512,3	18 548,1
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	24 354,4	65 636,1
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	6 068,2	10 280,2
- Поступления Государству	млн. тг	3 863,8	8 280,8
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	4 934,6	6 514,9
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	4 619,9	5 705,8
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	4 300,4	4 970,7

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей по эксплуатации месторождения «Уаз Восточный» 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 эксплуатации скважин с учетом актуальной ситуации.

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

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

На дату отчета добыча нефти осуществляется фонтанным и механизированным способами.

Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции

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

Согласно таблице 6.1.1 в период 2026 г. по 2048 г. ожидается ввод 4-х новых скважин из бурения. Наблюдается снижение количества скважин добывающего фонда с 25 до 13 ед. Средний дебит жидкости варьируется в диапазоне 13,7 – 35,9 т/сут при увеличении обводненности с 59,5% до 93,9%.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению «Уаз Восточный»

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																							
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
Фонтан, Механизированная	Ввод скважин	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Средний эксплуатационный фонд	25	26	26	27	27	27	26	25	25	25	23	23	21	16	15	15	13	13	13	13	13	13	13	
	Дебит по жидкости, т/сут:																								
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
	средний	13,7	16,1	17,7	18,7	18,3	18,7	19,8	20,6	21,0	21,2	23,0	22,9	25,3	32,9	32,9	31,4	35,9	34,3	34,9	35,4	34,8	35,3	35,9	
	Средняя обводненность, %	59,5	61,0	64,1	68,5	70,1	72,6	75,0	77,6	79,3	81,4	83,2	84,6	86,1	87,2	87,7	88,3	89,4	89,9	90,9	91,8	92,5	93,2	93,9	

Условия фонтанирования скважин

Для скважин месторождения Уз Восточный, вскрывающих продуктивные интервалы, условия фонтанирования рассчитаны для скважин с подъёмником с условным диаметром 73 мм.

Расчёт и обоснование минимального забойного давления

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 6.1.1-6.1.8 приведены графики работы пласта и подъёмника диаметром 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

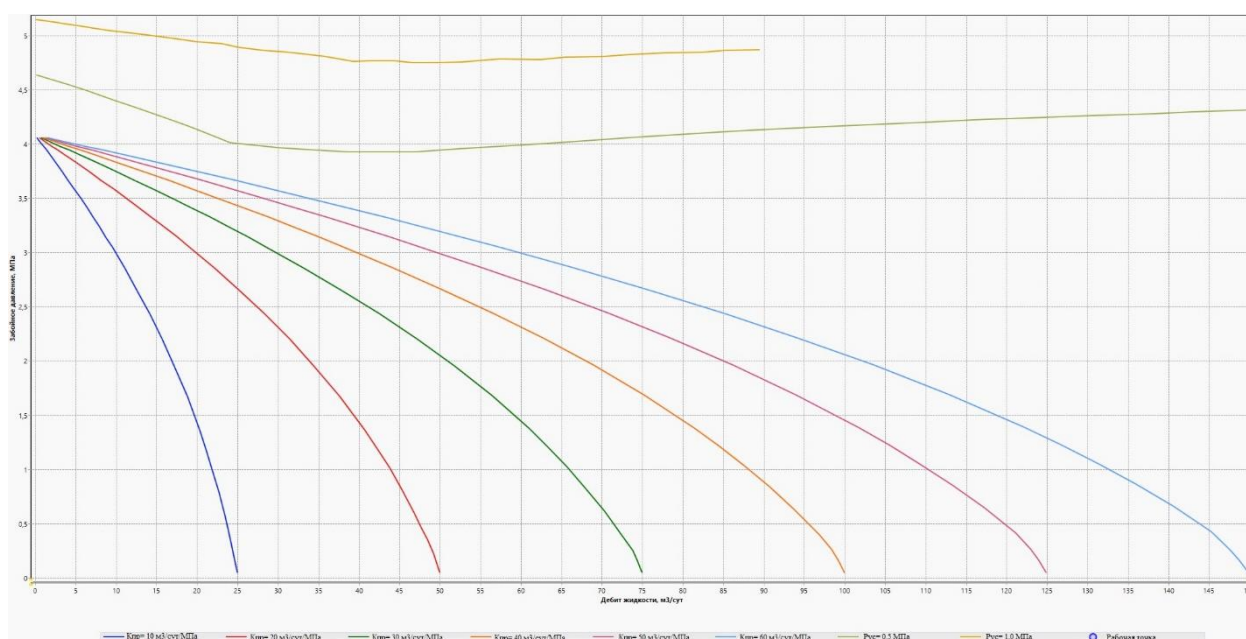


Рис. 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)

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 механизированным способом.

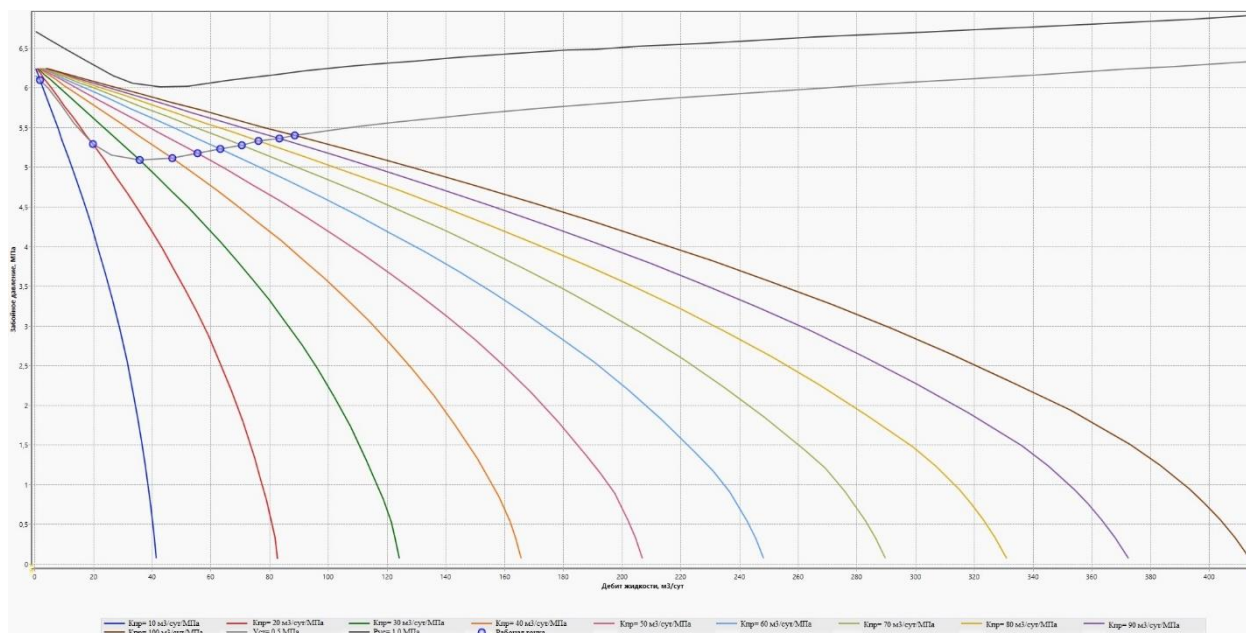


Рис. 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 30% обводненности (II объект)

На рисунке 6.1.2 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности II объекта до 30% обводненности при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1.2 условие фонтанирования благоприятны при Руст 0,5 МПа и Рзаб от 5,1 – 6,1 МПа.

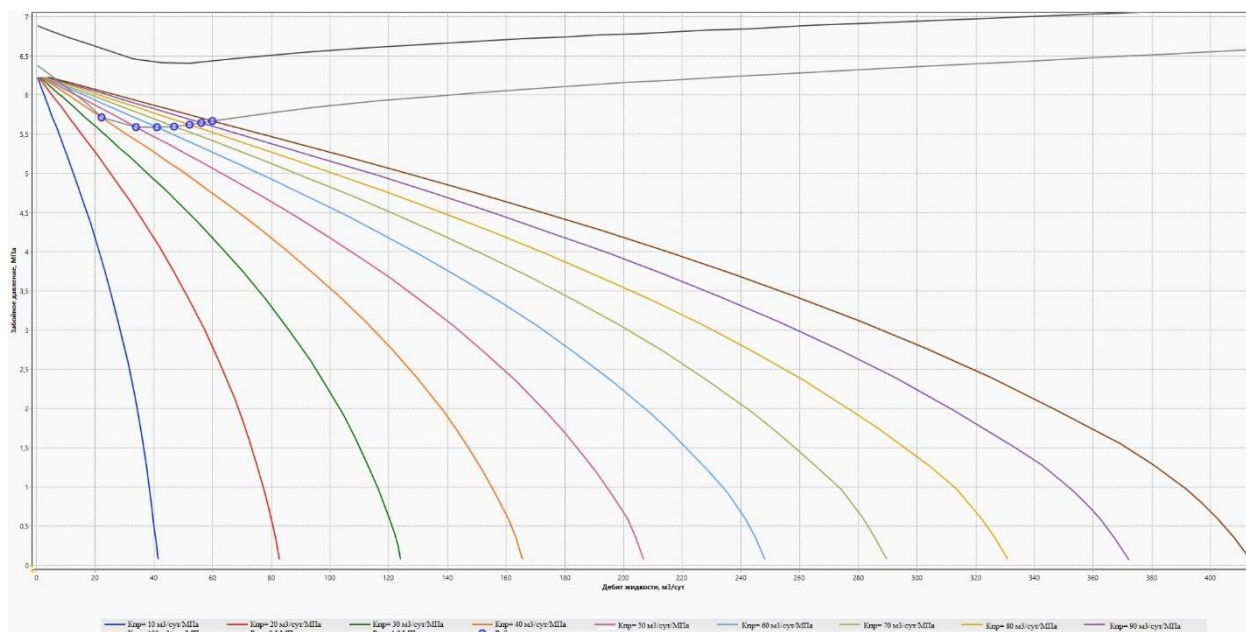


Рис. 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 50% обводненности (II объект)

На рисунке 6.1.3 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности Π объекта до 50% обводненности при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1.3 условия фонтанирования благоприятны при $R_{уст} 0,5$ МПа и $R_{аб}$ от 5,6 – 5,7 МПа.

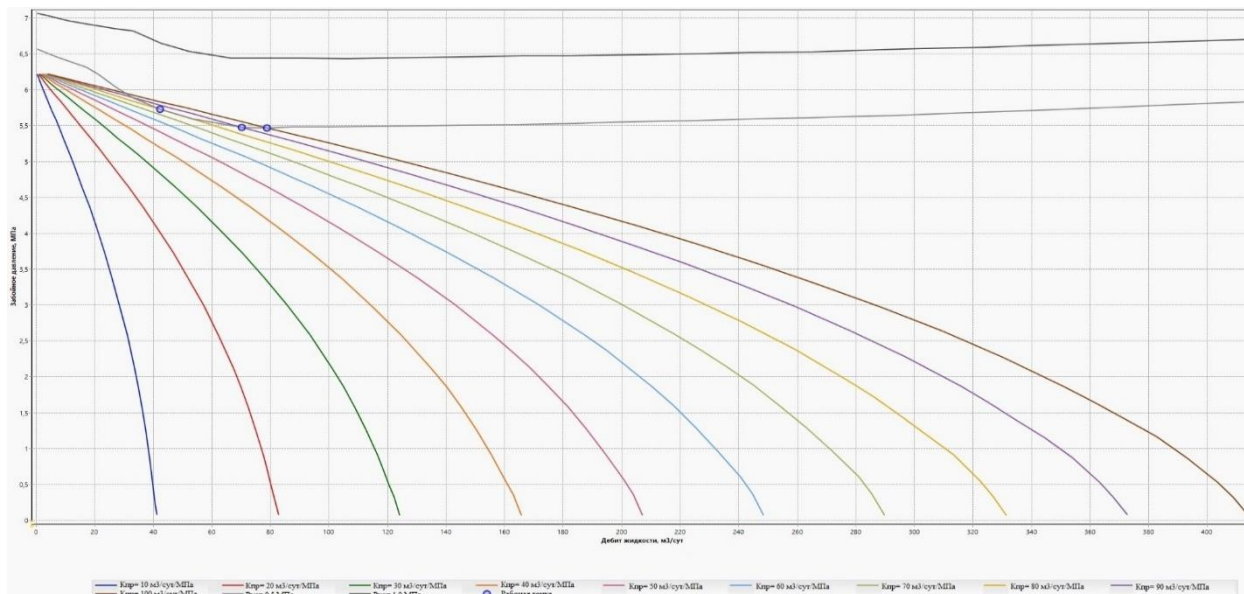


Рис. 6.1.4 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 70% обводненности (II объект)

На рисунке 6.1.4 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности Π объекта до 70% обводненности при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1.4 условия фонтанирования благоприятны при $R_{уст} 0,5$ МПа и $R_{аб}$ от 5,5 – 5,7 МПа.

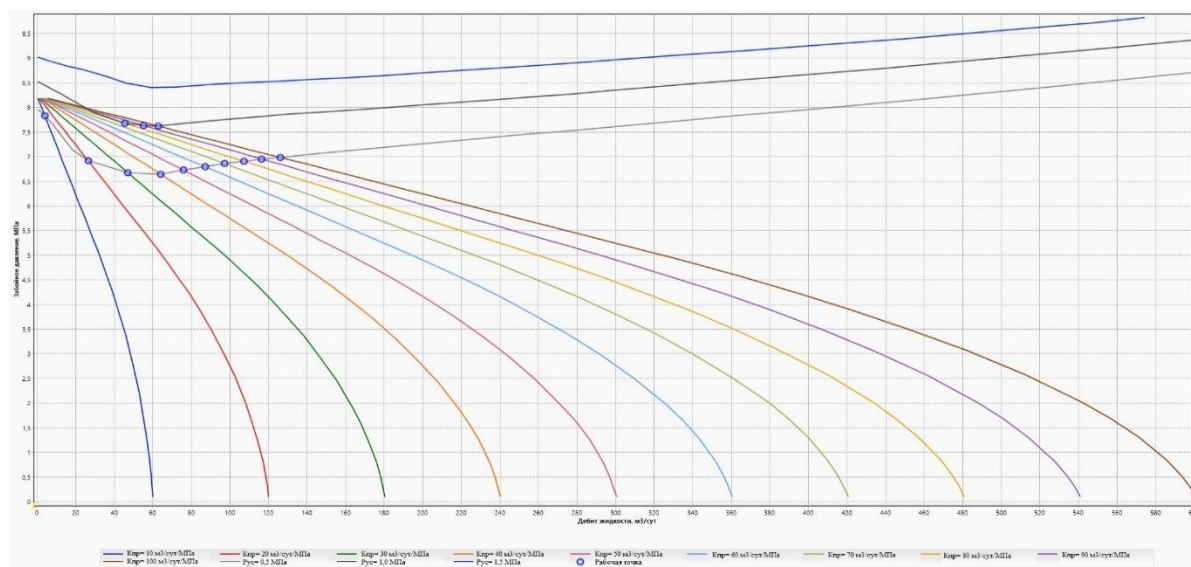


Рис. 6.1.5 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 30% обводненности (III объект)

На рисунке 6.1.5 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности III объекта до 30% обводненности при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1.5 условия фонтанирования благоприятны при Руст 0,5-1,0 МПа и Рзаб от 6,0 – 7,9 МПа.

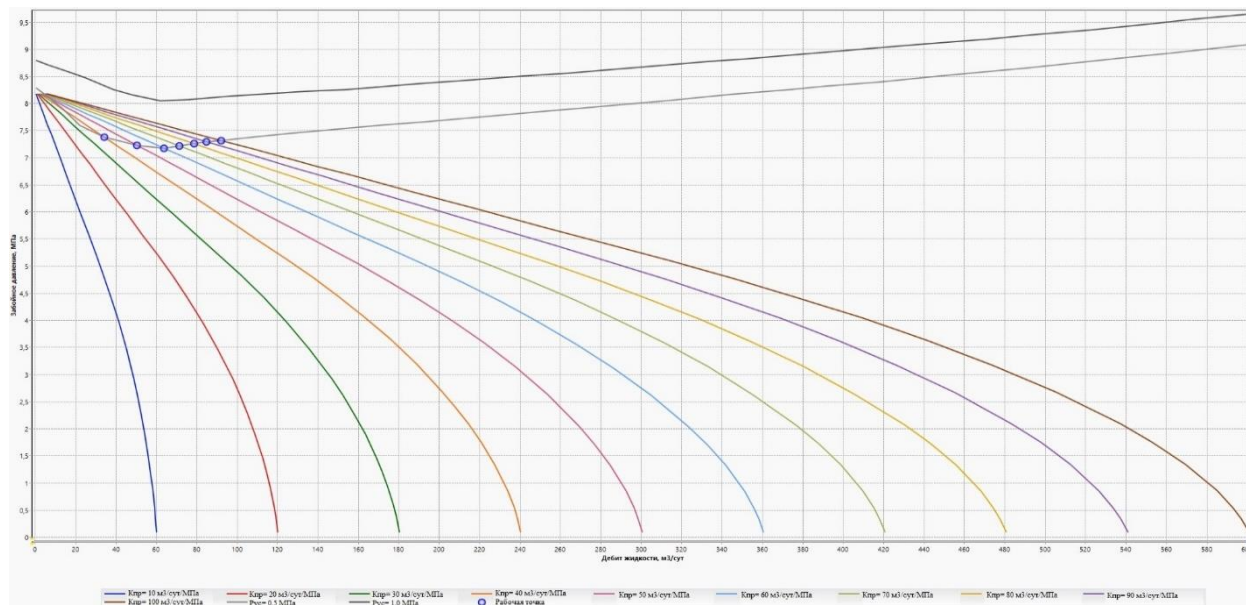


Рис. 6.1.6 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 50% обводненности (III объект)

На рисунке 6.1.6 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности III объекта до 50% обводненности при котором возможно фонтанирование скважин. Как видно из рисунка 6.1.5 условие фонтанирования благоприятны при Руст 0,5 МПа и Рзаб от 7,2 – 7,4 МПа.

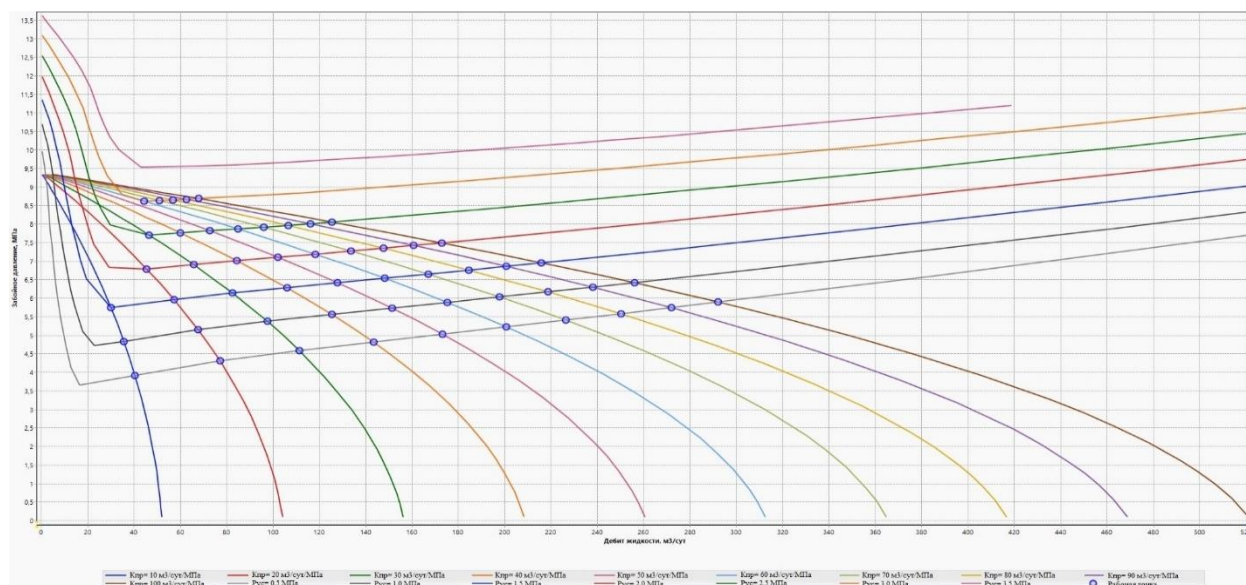


Рис. 6.1.7 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 30% обводненности (IV объект)

На рисунке 6.1.7 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности IV объекта до 30% обводненности при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1.5 условие фонтанирования благоприятны при Руст 0,5-3,0 МПа и Рзаб от 3,9 – 8,7 МПа.

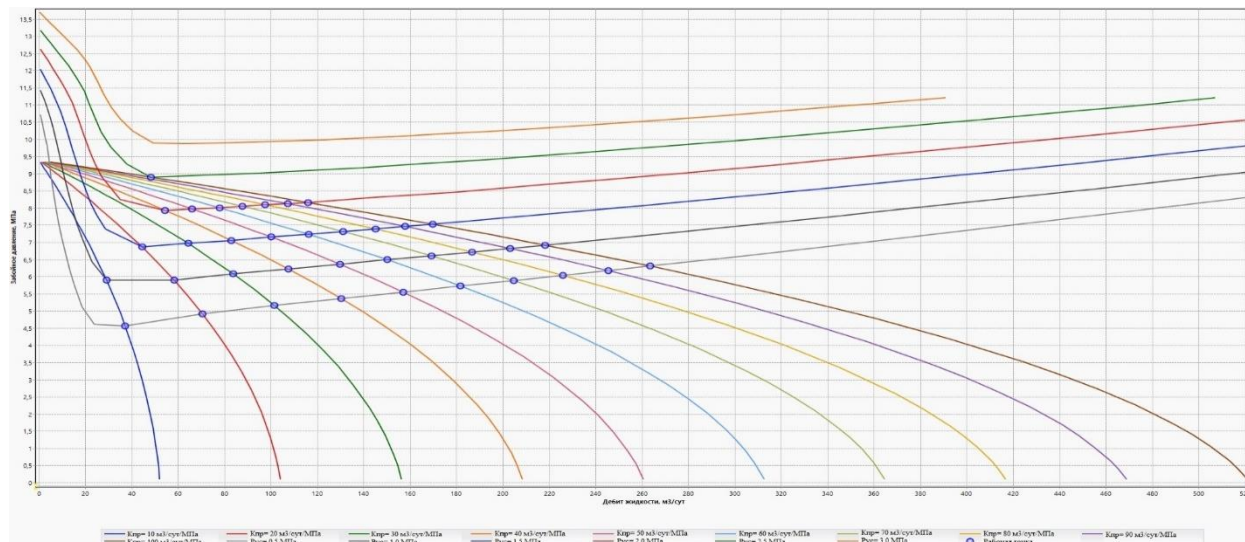


Рис. 6.1.8 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 50% обводненности (IV объект)

На рисунке 6.1.8 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности IV объекта до 50% обводненности при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1.7 условие фонтанирования благоприятны при Руст 0,5-2,5 МПа и Рзаб от 4,5 – 8,9 МПа.

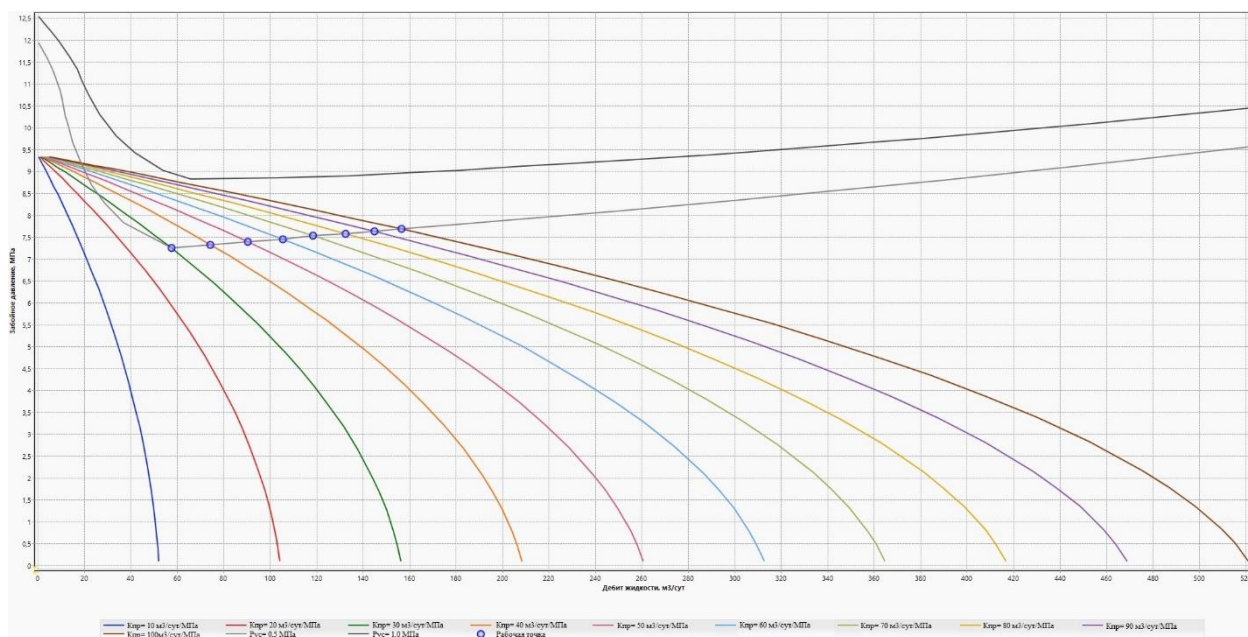


Рис. 6.1.9 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности до 80% обводненности (IV объект)

На рисунке 6.1.9 приведена модель зависимости забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности IV объекта до 80% обводненности при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1.8 условие фонтанирования благоприятен при Руст 0,5 МПа и Рзаб от 7,3 – 7,6 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).

Обоснование выбора 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 программные обеспечения (ПО), в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологических условий эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Уаз Восточный наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условными диаметрами 60 или 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления.

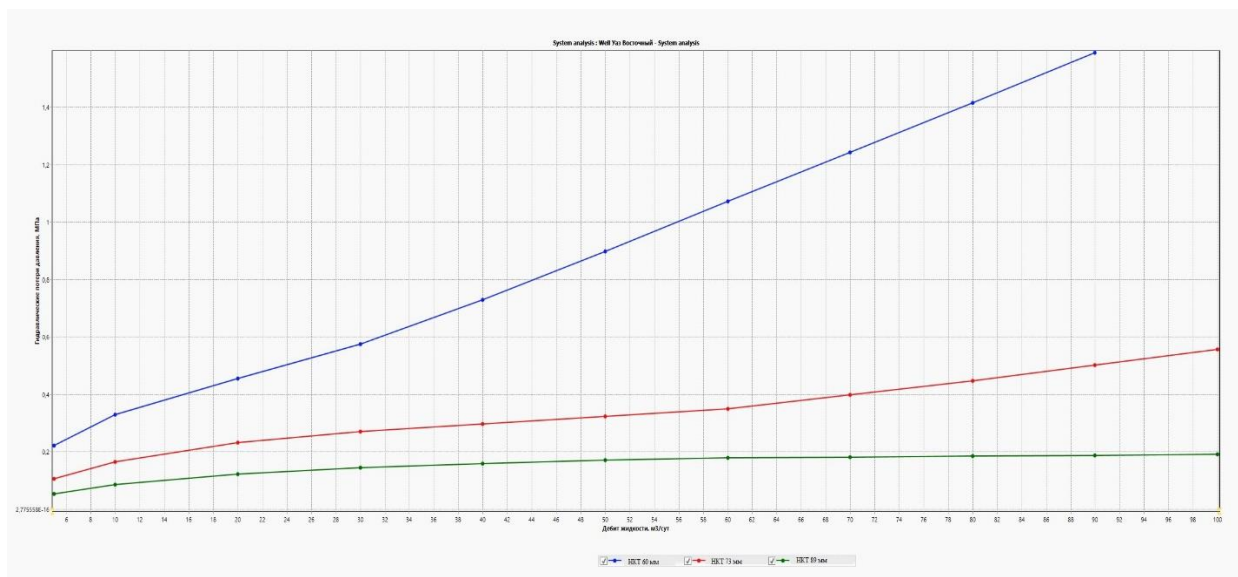


Рис. 6.1.10 – Сравнение условий работы подъёмников при разных диаметрах

Спуск колонны НКТ определенного диаметра для каждой конкретной скважины 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;
- выполнение интенсификации с помощью гибких (спиральных) труб, а также гидравлического разрыва пласта;
- допуск на коррозию в размере примерно, 20% от толщины стенки (около 1 мм);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Выбор глубины спуска башмака колонны над интервалом перфорации (до 50 м) обоснован следующим условием:

- расположение хвостовика выше интервала перфорации облегчает его техническое обслуживание и снижает подверженность его коррозии и эрозии потоками флюида из перфорационных отверстий, а также предотвращает возможность застревания хвостовика на забое;

– улучшает условия проведения исследований со спуском таких приборов, как PLT и др;

Обоснование выбора устьевого оборудования

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

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

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

Устье скважин должно быть оборудовано фонтанной арматурой типа АФК1-65х35 крестового типа рассчитанной на рабочее давление 35 МПа, с проходным сечением ствола и боковым отводом размером 65мм. Подъем жидкости на поверхность осуществляется по насосно-компрессорным трубам диаметром 73 мм. С учетом глубины залегания продуктивных пластов применяются НКТ из стали группы прочности «Д» с толщиной стенки 5,5 мм, что соответствует требуемой прочности по напряжению и нагрузкам, которые могут возникнуть при проведении технологических операций в процессе эксплуатации. Фонтанная елка должна быть оборудована лубрикатором, который необходим при проведении исследовательских работ. Для подвески НКТ служит трубная головка, которая герметизирует затрубное пространство между НКТ и эксплуатационной колонной. Изменение режима работа осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки.

Компоновка устья скважины должна включать следующее оборудование:

- Панели местного управления с энергосвязью для передачи сигналов на контрольно-измерительный пункт (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах и остановки в аварийных ситуациях.
- Пневмогидравлический клапан - отсекаТЕЛЬ для защиты выкидных линий от разрыва трубопровода и от максимального давления выкидных линий;
- патрубок для возможного ввода ингибитора парафиноотложений в зимний период, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

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.

Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок штанговых глубинных насосов (УШГН).

Установка штангового глубинного насоса (УШГН)

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 1500 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

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

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

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

Устьевое оборудование

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК), к боковым отводам присоединены краны (задвижки). На верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части, на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2. Давление, воспринимаемое устьевым

сальником, обусловлено противодавлением на устье скважины, которое с внедрением однотрубной системы сбора и транспортирования нефти и газа равно 4 МПа.

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

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

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

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-5, ПШГН-6 грузоподъемностью от 5 до 6 тонн.

В таблице 6.1.2 приведены основные параметры, рекомендуемых станков-качалок.

Таблица 6.1.2 – Виды станков-качалок

Тип станка-качалки	Максимальная нагрузка в точке подвеса, тонн	Ход полированного штока, м	Число качаний, в мин
СК-5	5,0	1,3; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	4,7 – 15,0
ПШГН-6	6,0	1,2; 1,6; 2,0; 2,5; 3,0	4,0 – 11,8

Линейный привод штангового насоса

Назначение: линейный привод штангового глубинного насоса LRP® — это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение глубинного насоса в скважине путем перемещения вперед и назад асинхронного двигателя, определяющего положение.

Основные технические данные ЛПШН представлены в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3 – Основные технические характеристики ЛПШН

Максимальная грузоподъемность	4020 кгс
Длина хода	162 см
Мощность электродвигателя	50 л.с. (37,3 кВт)
Макс. число двойных ходов в минуту	11,2

Линейный привод штангового глубинного насоса LRP® — это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение глубинного насоса

в скважине путем перемещения вперед и назад асинхронного двигателя, определяющего положение.

Система LRP® использует преимущества реверсирования двигателя и возможности сервопозиционирования вектора плотности потока регулируемого привода, чтобы напрямую регулировать насосную штангу, используя простой механизм реечной передачи.

Линейный привод ШГН - LRP® - устанавливается непосредственно на устье скважины. Полированная насосная штанга проходит через канал внутри стойки и поддерживается сверху при помощи обычного штангодержателя. Насосная штанга способна двигаться внутри стойки при захвате штока или насоса.

Асинхронный двигатель, соединенный с механизмом реечной передачи через редуктор, двигает стойку вверх-вниз и придаёт движение насосной штанге. При каждом рабочем ходе, стойка смазывается за счет погружения в полностью закрытую масляную ванну.

Массивный противовес стандартной системы заменяют пневматическим противовесом. Это увеличивает подъемную силу, доступную в системах LRP®, за счет сохранения энергии при каждом ходе вниз и ее выделении при следующем ходе вверх.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения диаметрами 44 и 57 мм. Насосы спускаются в скважину (168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм, группа прочности «Д», неравнопрочные по ГОСТ 633-80.

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

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

В таблице 6.1.4 приведена теоретическая производительность насосов, применяемых и рекомендуемых для добычи нефти на месторождении.

Таблица Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..4 – Теоретическая
производительность насосов

Число качаний	Длина хода	Диаметр насоса, мм	
		44 мм	57 мм
		м ³ /сут	м ³ /сут
4	1,2	10,5	17,6
	1,5	13,1	22,0
	1,8	15,8	26,5
	2,1	18,4	30,9
	2,5	21,9	36,7
	3,0	26,3	44,1
5	0,9	9,8	16,5
	1,2	13,1	22,0
	1,5	16,4	27,5
	1,8	19,7	33,0
	2,1	23,0	38,5
	2,5	27,4	45,9
	3,0	32,8	55,1
6	0,9	11,8	19,8
	1,2	15,8	26,5
	1,5	19,7	33,1
	1,8	23,6	39,7
	2,1	27,6	46,3
	2,5	32,8	55,1
	3,0	39,4	66,1
7	0,9	13,8	23,1
	1,2	18,4	30,8
	1,5	23,0	38,5
	1,8	27,6	46,2
	2,1	32,2	54,0
	2,5	38,3	64,3
	3,0	46,0	77,1

Как видно из таблицы производительность применяемых и рекомендуемых диаметров штанговых глубинных насосов при длине хода от 0,9 м до 3,0 м и числе качаний от 4 до 7 имеет широкий диапазон для обеспечения проектного дебита.

Применяемая одноступенчатая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Материал штанг - сталь 40 нормализованная с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ и сталь 20Н2М нормализованная ГОСТ 13877-80. Компонировка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Установка винтового штангового насоса (УВШН)

Преимуществом УВШН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости ($\mu > 200$ МПа·с), с повышенным

содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравнированность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

УВШН рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом $3\div 100$ м³/сутки с напором до 1200 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{пр} < 0,7$ МПа. Эксплуатационные затраты УВШН зависят от долговечности эластомера статора.

УВШН состоит из системы управления, наземного привода, глубинного насоса и специального оборудования (противоотворотные якоря, газовые сепараторы), входящего в комплект поставки.

Наземное оборудование

В систему управления входят частотные преобразователи, устройства защиты двигателя, счётчики измерения давления для управления пуском и остановкой электродвигателя. Данное устройство имеет автоматическую индикацию для ведения записи тока, общего рабочего времени и других параметров, а также обладает функциями защиты от перегрузки и недогрузки двигателя для обеспечения нормальной эксплуатации скважины.

Наземный привод передаёт вращающую силу на ротор глубинного насоса и состоит из редукционной коробки, электродвигателя, герметически закрытой коробки и других частей.

Скважинный насос

Глубинный насос состоит из ротора и статора. В комплект УВШН входят также: полированный шток, центраторы насосных штанг, якоря для защиты от отворота НКТ, газовый сепаратор и др. оборудование.

УВШН могут применяться в скважинах с высокими и низкими динамическими уровнями, при этом во втором случае, с низкой скоростью вращения ротора и постоянным контролем динамического уровня. Выбор скважин для оборудования УВШН должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учётом продуктивной характеристики скважин и рабочей характеристики насосной установки, при этом необходимо учитывать, что оптимальными являются режимы с невысокими режимами откачки при большей производительности насоса. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

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

В процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования месторождения, возможны такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, увеличение обводнённости продукции скважин, а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции, возможно парафиноотложение.

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

Мероприятия по борьбе с АСПО

Нефть продуктивных горизонтов I-неокомских, II-неокомских, Ю-III относится к типу «З» и классифицируется как тяжелые. Плотность нефти изменяется в диапазоне 877 - 904 кг/м³. По содержанию парафина нефть относится к малопарафинистой. Величина концентрации парафина в нефти изменяется в пределах от 0,19 до 0,96 масс %. Содержанию серы в нефти варьирует от 0,21 до 0,45 масс % и относится к малосернистой, в среднем по месторождению составляя 0,32 масс%.

Плотность поверхностной нефти по горизонту Т-II и Т-III в среднем составляет 844 и 843 кг/м³, нефть по классификации относится к типу «легкая». По содержанию серы нефть горизонта является малосернистой (в среднем 0,47 и 0,38 масс. %) и относится к первому классу. Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С равняется 19,69 мм²/с (Т-II и Т-III). Содержание парафина в среднем составляют 2,1 и 2,8 %масс, нефть парафинистая. Содержание смол в среднем составляют 14,6 %.

Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

При добыче нефти по мере продвижения продукции от забоя к устью происходит неизбежное изменение термобарических условий. Происходящие процессы уменьшают растворяющую способность нефти по отношению к таким тяжелым фракциям, как парафин, которые выделяются в виде кристаллов, образуя новую твердую фазу, предопределяя вероятность выпадения парафина в стволе скважины.

Как показывает практика, основными промысловыми объектами, в которых наблюдается образование АСПО, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

Для предупреждения и борьбы с АСПО на месторождении «Уаз Восточный» рекомендуется применять наиболее часто применяемые методы, которые не требуют остановки скважин на месторождениях, — тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование: передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин АДП-4-150, автоцистерна АЦ-5, агрегат ЦА-320, ЦА-400.

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловой метод, основанный на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями: обработка паром; обработка горячей нефтью; обработка горячей водой.

Эти методы являются неэффективными, в случае образования парафина на больших глубинах до 1200 м. Ниже 500 м температура жидкости при промывке колонны НКТ теплоносителем выравнивается с температурой при эксплуатации скважины, в этом случае нагретая нефть остудится быстрее, не достигая глубины, где образуется парафиновая корка. Поэтому данный метод эффективнее использовать при образовании парафиновой корки близ устьевого интервала на глубине до 370 м.

До настоящего времени на месторождении для удаления АСПО в основном применяют обработку скважин горячей нефтью (ОГН) и результаты приводятся в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Результаты проведения обработки призабойной зоны ОГН

№ скважин ы	Гори зонт	Вид мероприятия	Дата проведения	Дебит жидкости		Эффективность, м3/сут
				до мероприятия, м3/сут	после мероприятия, м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7
110	Ne-I, Ne-II	ОГН	08.02.2024	12	14	2
101	J-VIII	ОГН	15.05.2024	12,4	12,9	0,5
110	Ne-I, Ne-II	ОГН	29.05.2024	10,6	11,8	1,2
У-1	T-II	ОГН	27.06.2024	3	3,5	0,5
107	J-I	ОГН	28.06.2024	20	21,8	1,8
101	J-VIII	ОГН	11.07.2024	7,1	11,1	4
110	Ne-I, Ne-II	ОГН	15.08.2024	6,3	6,4	0,1
101	J-VIII	ОГН	28.08.2024	14,6	15,4	0,8
113	J-III	ОГН	20.09.2024	11,5	14,2	2,7
107	J-I	ОГН	27.09.2024	22,8	23,1	0,3
101	J-VIII	ОГН	23.10.2024	16,8	17,2	0,4
110	Ne-I, Ne-II	ОГН	07.11.2024	6	6,5	0,5
У-1	T-II	ОГН	09.11.2024	0,4	0,6	0,2

Продолжение таблицы 6.2.1

107	J-I	ОГН	07.12.2024	17,6	22	4,4
101	J-VIII	ОГН	08.12.2024	17,2	17,5	0,3
122	J-III	ОГН	16.01.2025	18,8	22,9	4,1
113	J-III	ОГН	27.01.2025	14,1	20,4	6,3
110	Ne-II	ОГН	07.02.2025	4	4,4	0,4
110	Ne-II	ОГН	08.03.2025	4,4	5,6	1,2
101	J-VIII	ОГН	30.03.2025	16,5	18,5	2
У-1	T-II	ОГН	30.03.2025	0,5	0,7	0,2

В целом, как показывает практика применения на месторождении, обработки ОГН позволяют успешно бороться с АСПО в скважинах.

Также для расплавления АСПО возможно использование электронагревателей: переменный электрический ток подается в скважину, при этом выделяется тепло, которое нагревает нефть по всему ходу в колонне НКТ. При этом повышается температура нефти в трубах, изменяется вязкость, улучшается текучесть и предотвращается образование АСПО на подземном оборудовании.

Мероприятия по борьбе с обводненностью

В целях снижения обводненности рекомендуется провести ремонтно-изоляционные работы (РИР) с применением технологии закачки вязко-упругого состава (ВУС). ВУС - вязко-упругий состав на основе полиакриламида и сшивателя (ацетата хрома). Сущность технологии применения ВУС заключается в том, что маловязкий водный раствор на основе полиакриламида в пластовых условиях превращается в гель, способный за счет реологических свойств и адсорбции на скелете породы оказывать сопротивление фильтрации воды, способствующее выравниванию неоднородности пласта.

Для объективной оценки эффективности ВУС необходимо проводить геофизические исследования с целью установления источников и закономерностей процесса обводнения продукции скважин. Подбор технологий, направленных на ликвидацию водопроявлений, следует вести в зависимости от геолого-физических условий призабойных зон и пласта в целом. По своему петрографическому составу нефтеносные пласты месторождения резко отличаются друг от друга. В связи с этим для эффективного воздействия на пласты технологии воздействия, объемы и составы композиций химических продуктов должны быть подобраны строго применительно к каждому продуктивному пласту. Необходимо перед проведением изоляционных работ провести исследования индикаторным методом по определению зон высокой проводимости.

Следует отметить, что возможными причинами недостаточной эффективности проведенной технологии закачки ВУС являются:

- не определение характера поступления воды в связи с отсутствием геофизических исследований (ГИС);
- несоответствие применяемой технологии причинам обводнения;
- отсутствие должного контроля качества приготовления раствора.

В таблице 6.2.2 показаны проведенные ремонтно-изоляционные работы.

Таблица 6.2.2 – Результаты проведения ремонтно-изоляционных работ

№ скважины	Горизонт	Вид мероприятия	Дата проведения	Обводненность		Эффективность, м3/сут
				до мероприятия, %	после мероприятия, %	
113	J-III	Отключение обводненных интервалов	26.06.2025	75,4	16,3	-59,1

Мероприятия по борьбе с пескопроявлением

Из практического опыта эксплуатации добывающих скважин месторождения «Уаз Восточный» известно, что вместе с нефтью из продуктивных пластов в скважины выносятся песок. Чрезмерное количество песка в продукции приводит к осаждению части его на забое скважин, образованию песчаных пробок и снижению продуктивности. Образование песчаных пробок, как правило, связано с низкой скоростью подъема жидкости, пульсирующим режимом работы скважинных насосов и остановками скважин.

Кроме того, содержание в откачиваемой продукции песка является серьезным фактором, осложняющим работу глубинных насосов. Такая продукция, попадая в глубинный насос УШГН, приводит к износу пары трения «цилиндр-плунжер», клапанов, вызывает утечки, а в ряде случаев вызывает заклинивание плунжера в цилиндре и обрыв штанг. В ЭВН содержание песка в пластовом флюиде приводит к истиранию эластомеров, а в некоторых случаях и заклиниванию ротора в статоре.

В настоящее время борьбу с песчаными пробками на месторождении «Уаз Восточный» ведут путем промывок забоя. Частота промывок определяется опытным путем для каждой скважины индивидуально. Результаты приведены ниже:

Таблица 6.2.3 – Результаты проведенных работ по промывке песчаных пробок

№ скважины	Горизонт	Вид мероприятия	Дата проведения	Дебит жидкости		Эффективность, м3/сут
				до мероприятия, м3/сут	после мероприятия, м3/сут	
У-5	Ne-II	ППП	08.08.2024	4,6	7,2	2,6
У-5	Ne-II	ППП	12.08.2024	7,2	8,4	1,2
У-8	Ne-I, J-III	ППП	06.09.2024	30,9	32,4	1,5

Как видно из таблицы наиболее подверженные пескопроявлению является скважина №У-5 (способ эксплуатации ЭВН), которые ведет добычу на II-неокомском горизонте. Рекомендуется применить установку противопесочных фильтрующих элементов. Данные устройства могут отличаться составом, размером, структурой, чаще всего их применяют для перекрытия забоя. Обычно фильтр ставится при сильном обрушении для того, чтобы предотвратить полное засыпание скважины песком, а также для того, чтобы снизить процент попадания песка в жидкость.

На месторождении «Уаз Восточный» за отчетный период проводились мероприятия по кислотной обработке ПЗС нагнетательных скважин.

Таблица 6.2.4 – Кислотная обработка ПЗС

№ скважины	Горизонт	Вид мероприятия	Дата проведения	Приемистость		Эффективность, м ³ /сут
				до мероприятия, м ³ /сут	после мероприятия, м ³ /сут	
116н	Ne-I	Обработка призабойной зоны	09.06.2025	57,9	58,3	0,4
115н	J-III	Обработка призабойной зоны	02.08.2025	39,7	42,6	2,9

Таким образом, исходя из вышеуказанного анализа, мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО и по промывке песчаных пробок на месторождении «Уаз Восточный», показывают эффективность и рекомендуется их продолжать.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки представлены в таблице 6.2.4

Таблица 6.2.5 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	3 скв-операции	По графику	глубинное оборудование, выкидные линии
2		Промывка песчаных пробок	5 скв-операции	По графику	глубинное оборудование, выкидные линии

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

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Существующая система сбора и подготовки нефти

Действующим проектным документом разработки месторождения Уаз Восточный предусматривается применение герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Уаз Восточный представлена на рисунке 6.3.2, принципиальная схема системы подготовки нефти, газа и воды на пункте сбора (СП) Уаз показана на рисунке 6.3.3.

По состоянию на 01.01.2026 год фонд эксплуатационных скважин составляет 24 единиц (6-ЭВН, 16-ШГН и 2 – фонтанный метод эксплуатации). Продукция с добывающих скважин месторождения Уаз Восточный по выкидным линиям поступают на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ в кол-ве 2-единиц). На автоматизированных групповых замерных установках производится замер дебита нефти. После замера дебита ГЖС по нефтяному трубопроводу через БГ (блока гребенки) Ø325мм поступает на сборный пункт месторождения Уаз.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции приведен в таблице 6.3.1.

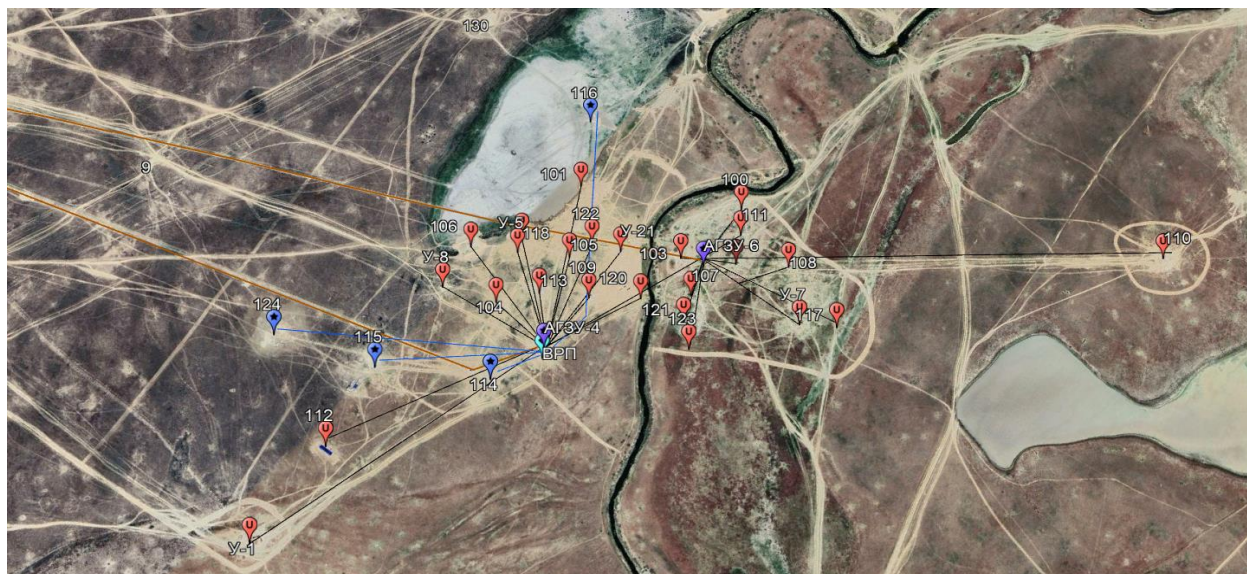


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождении Уаз Восточный

Сборный пункт Уаз

На сборном пункте месторождения Уаз продукция с месторождения Уаз, Уаз Восточный Р-2,5 атм поступает на манифольд. Продукция добывающих скважин месторождения Уаз Северный по средствам автоцистерн сливается в подземную емкость ЕП-50 сборного пункта Уаз. Далее с помощью насосных установок НБ-50 №1 или 2 откачивается на гребенку (БГ) и смешивается с нефтегазовой эмульсией Уаз и Уаз Восточный. Далее нефтегазовая эмульсия давлением Р-3,0-4,5 атм поступает по нефтяному трубопроводу Ø159мм в нефтегазовый сепаратор НГС. На входе в НГС дозируется химический реагент - деэмульгатор.

Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С конденсатосборника газ используется в печи подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной эмульсии. На газовой линии установлен вихревой расходомер «OPTISWIRL-4200», который предназначен для замера суточного расхода газа на подогревателях.

С нефтегазосепаратора нефтяная эмульсия поступает в теплообменник V-60м³. Далее нефтяная эмульсия поступает в подогреватель ПТ-16/150 №1. После подогрева на подогревателе ПТ16/150 №1 нефтяная эмульсия поступает в резервуар горизонтальный стальной РГС-100 №3 (отстойник) для разделения нефти от пластовой воды. Отделившаяся нефть по нефтяной линии поступает в подогреватель ПТ16/150 №2 для подогрева нефти. Подогретая нефть с подогревателя ПТ-16/150 №2 поступает в РГС-100 №4 для отделения нефти от пластовой воды.

Предварительно обезвоженная нефть с резервуара горизонтального РГС-100 №4 с давлением 0,2 МПа поступает в РВС-2000 м³.

Пластовая вода по трубопроводу Ø114 мм с РГС-100 №3 поступает в РВС-1000м³. С резервуара РВС-1000м³ попутно-пластовая вода направляется на прием насосов НБ-125 №5,6 и через расходомер «Optiflux-4100» перекачивается на водораспределительные пункты в систему ППД.

Предварительно-подготовленная нефть в РВС-2000 насосными агрегатами НБ-125 №1,2 с низким содержанием воды откачивается через узел учета по нефтепроводу Ø159мм на сборный пункт месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» Северный Жолдыбай. Протяженность трубопровода составляет 25,5 километров.

Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия с СП месторождения Северный Жолдыбай откачивается на ЦППН месторождения Восточный Макат для подготовки нефти в соответствии СТ РК 1347-2024. Подготовленная товарная нефть с ЦППН «Восточный Макат» откачивается насосами по нефтепроводу Ø219х8мм, протяженностью 11,5 км на

ЦРП «Макат».

На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №2, 5, 6, 7, 8 V-2000м³. После подтверждения результатов подготовленной нефти 1 группы качества производится сдачи нефти. С НПС «Макат» товарная продукция через коммерческий узел учета нефти – КУУН поступает в магистральный трубопровод АО «КазТрансОйл».

Технологическая схема СП Уаз представлена на рисунке 6.3.2.

.

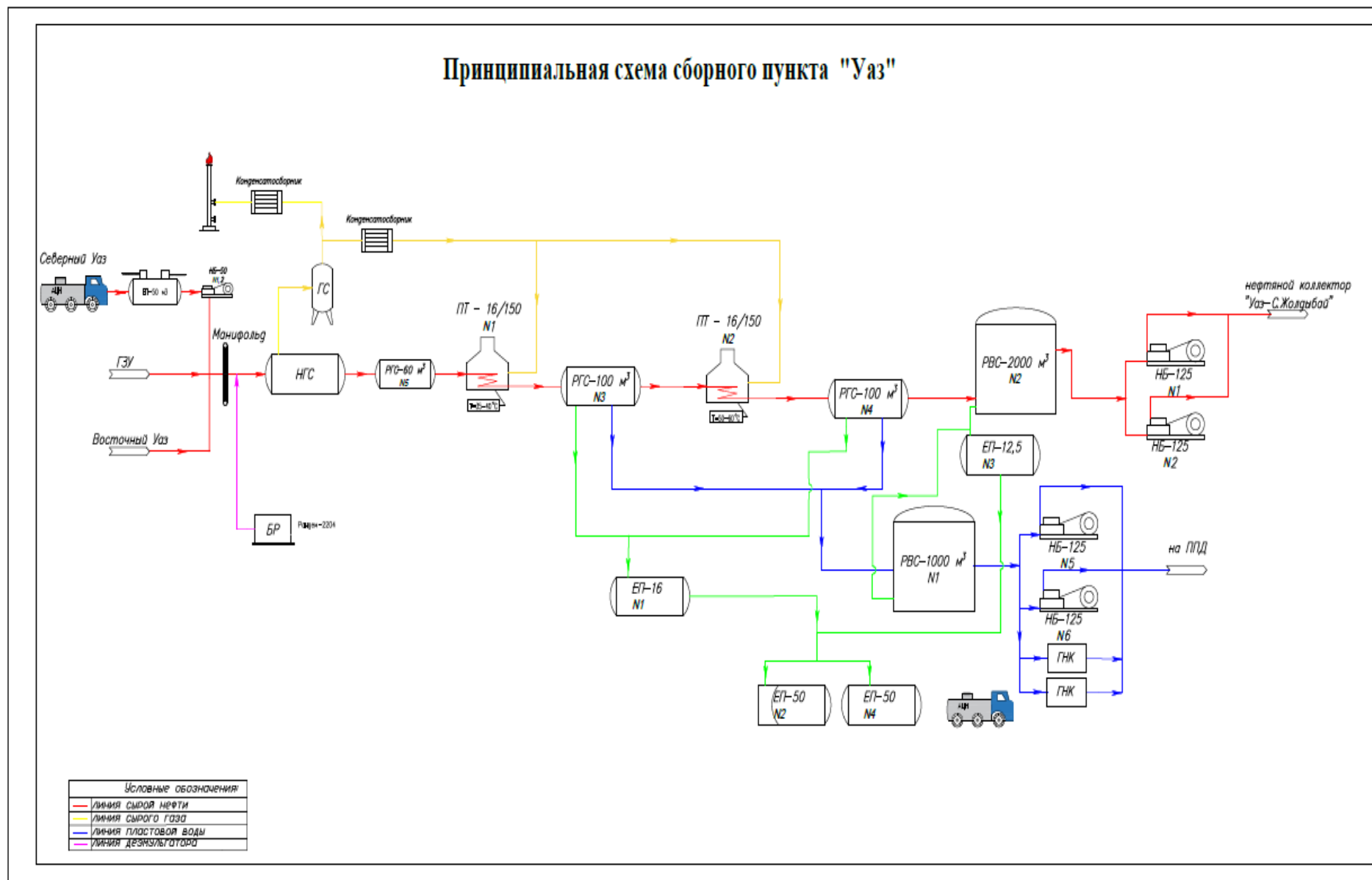


Рисунок 6.3.2 - Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождени Уаз

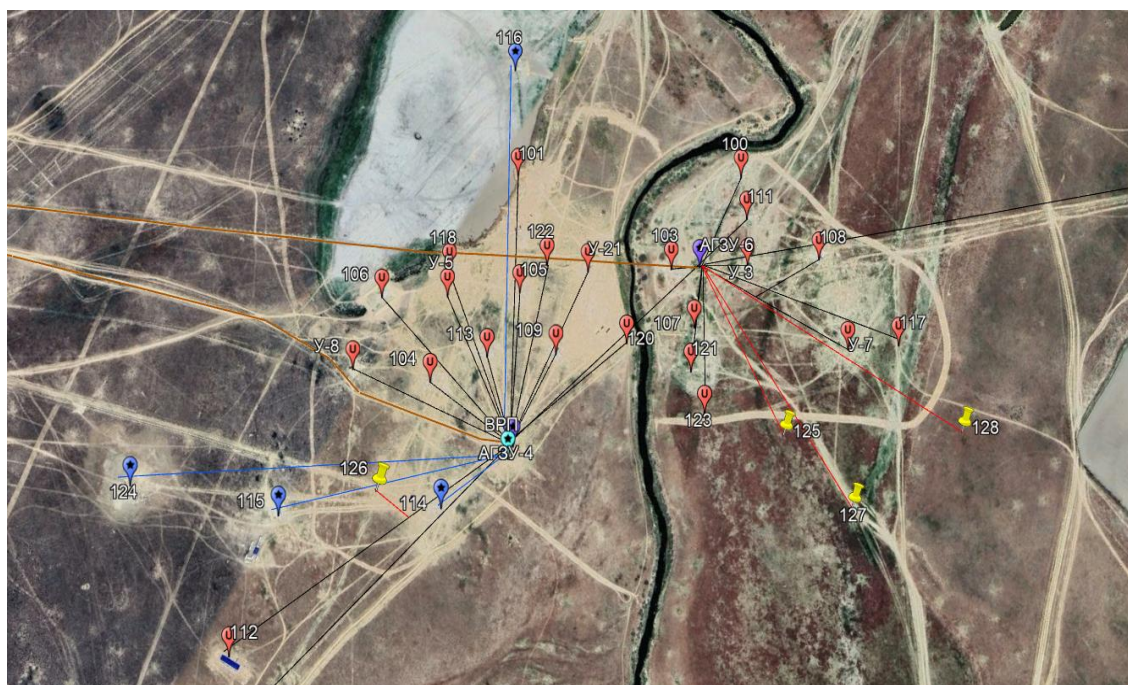
В проектный период **2026-2042** годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин №125 и №126 в 2027 году, №127 в 2028 году и №128 в 2029 году. Предусмотреть обустройство устье эксплуатационной скважины с выкидным трубопроводом со скважины до АГЗУ. Рекомендуется подземная прокладка выкидного трубопровода, ниже глубины промерзания грунта. Выкидной трубопровод проектной добывающей скважины будет подключаться к существующей АГЗУ №1.

В таблице 6.3.2 результаты расчетов трубопроводов проектных добывающих скважин.

Таблица 6.3.1 - Результаты расчетов трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Уз

№	Точка подключения скважины	Год ввода	№ скважин	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	АГЗУ-6	2027	125	114х5	390	СВТ
2	АГЗУ-4	2027	126 (спарс 112)	114х5	110	СВТ
3	АГЗУ-6	2028	127	114х5	580	СВТ
4	АГЗУ-6	2029	128	114х5	100	СВТ

Схема расположения проектной добывающей скважины №105 месторождения Уз представлена на рисунке 6.3.4.



- проектная скважина



- проектная выкидная линия

Рисунок 6.3.3 - Схема расположения проектной добывающей скважины

месторождения Уз Восточный**Расчет потерь нефти и газа*****Технологические потери нефти и газа***

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Уз Восточный составляет -0,6245 %, по газу – 0,304 %, куда входят:

По нефти:

- потери от испарения нефти;
- потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе

подготовки нефти до товарного качества;

- потери от уноса капельной нефти потоком попутного газа;
- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов.

По газу:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери при отборе проб.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа. Основным путем утилизации газа является использование газа на собственные нужды в качестве топлива в печах для подготовки нефти.

На месторождении Уз Восточный применяется система сбора и распределения попутного газа. Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С КС газ поступает на печи подогрева в качестве топлива и используется в подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной жидкости.

Утилизация газа на месторождении Уз Восточный осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг. на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 год (Протокол №27/7-2 от 28.11.2025г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению Уз Восточный на период с 01.01.2026-31.12.2026 гг не предусмотрено.

Баланс добычи и распределения нефтяного газа представлен в таблице 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз Восточный(1-вариант)

№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Макс расход газа, м³/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа,								
				2026	2026	2026	млн. м³/год								
	2	3	4	5	6	7	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча газа, (V _I)						1,313	1,407	1,240	1,105	0,949	0,846	0,755	0,664	0,619
2	Технологические потери						0,003991	0,004278	0,003770	0,003359	0,002884	0,002570	0,002296	0,002018	0,001883
3	Передача газа на использование на собственные нужды м-я Уз						1,308932	1,403061	1,236302	1,101639	0,945651	0,842966	0,752879	0,661780	0,617401

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Уз Восточный (рекомендуемый 2-вариант)

№ п/ п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Макс с расх од газа , м³/ч ас	Количе ство часов в работе в сутки	Эксплуа тация (кол-во дней в году)	Объем газа млн м3/год																													
				2026	2026	2026	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048							
				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	28	29	30			
1	Добыча газа, (V _I)						1,313	1,528	1,514	1,442	1,397	1,311	1,215	1,072	1,010	0,891	0,797	0,698	0,632	0,581	0,527	0,472	0,425	0,380	0,347	0,315	0,283	0,257	0,235							
2	Технологи ческие потери						0,003 991	0,004 645	0,004 601	0,004 382	0,004 247	0,003 986	0,003 694	0,003 260	0,003 071	0,002 708	0,002 422	0,002 123	0,001 921	0,001 765	0,001 603	0,001 434	0,001 292	0,001 156	0,001 054	0,000 957	0,000 860	0,000 783	0,000 714							
3	Передача газа на использов ание на собственн ые нужды м-я Уз						1,308 932	1,523 154	1,509 016	1,437 211	1,392 715	1,307 228	1,211 401	1,068 999	1,007 139	0,887 961	0,794 435	0,696 235	0,629 973	0,578 799	0,525 845	0,470 354	0,423 773	0,378 979	0,345 632	0,314 006	0,282 101	0,256 620	0,234 240							

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

В настоящее время разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления путем закачки попутно-добываемой воды через нагнетательные скважины. В качестве источника водоснабжения для ППД на месторождении используется попутно-добываемая пластовая вода месторождения Уаз, **Уаз Восточный и Уаз Северный**. Подготовка воды для ППД осуществляется на сборном пункте месторождения Уаз.

В состав системы ППД входит следующее оборудование:

- две емкости в объеме $V=100 \text{ м}^3$, куда производится сброс воды со сборного пункта Уаз и дальнейший ее отстой от механических примесей и эмульгированной нефти;
- насосы поршневые буровые для закачки пластовой воды: ГНК-1000 (2-ед.) и НБ-125№5, №6;
- водораспределительные пункты: ВРП-1 и ВРП-2 на месторождении Уаз;
- блоки напорной гребенки на ВРП-1 (БГ 16-6-100), на ВРП-2 (БГ 5-16-100);
- стальные напорные водоводы до ВРП-1 и ВРП-2;
- нагнетательные линии.

В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении Уаз Восточный используется попутно добываемая вода месторождения Уаз, Уаз Восточный и Уаз Северный, отделившаяся методом гравитационного отстоя от водонефтяной эмульсии на сборном пункте месторождения Уаз.

Фонд нагнетательных скважин на **01.01.2026** год составляет 4-единиц (№ 116, 115, 114 и 124).

Принципиальная схема системы ППД месторождения Уаз Восточный показана на рисунке 6.5.1.

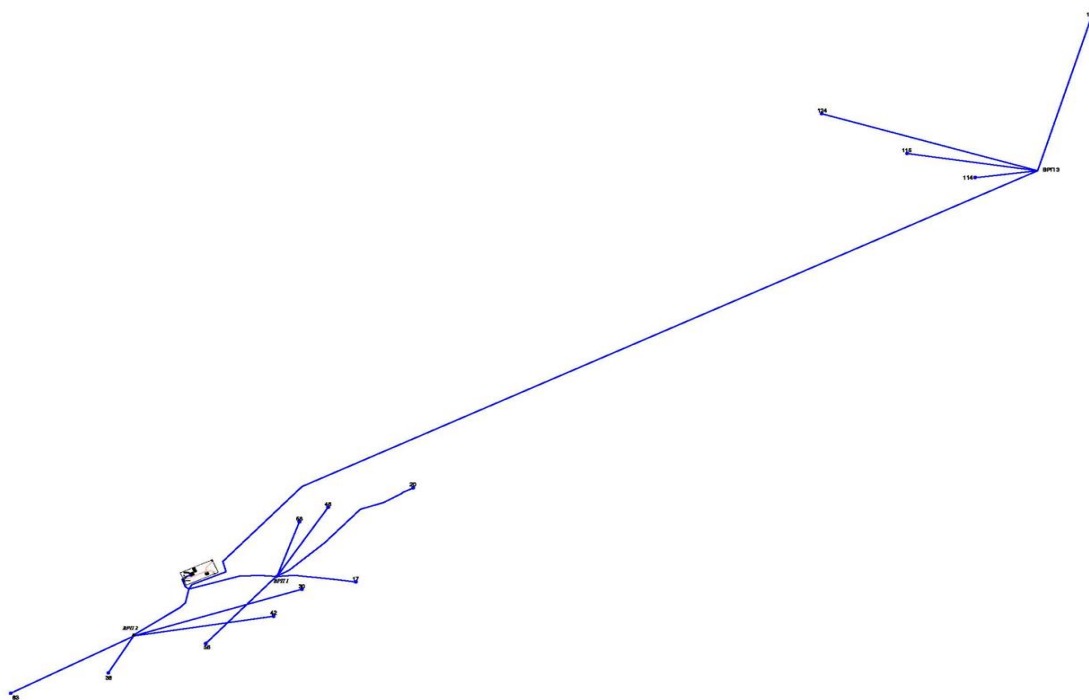


Рисунок 6.5.1 - Принципиальная схема системы ППД месторождений Уаз Восточный

Для системы ППД используется пластовая вода, отделившаяся методом гравитационного отстоя от водонефтяной эмульсии на сборном пункте месторождения Уаз. Производится сброс воды и по линии водовода Ø114мм поступает в емкость V-100м³. затем с помощью насосов ГНК-1000 (2-единиц) или НБ-125 №5, №6 перекачивается на нагнетательные скважины.

Требования и рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения, в действующем проектном документе разработки месторождения Уаз приняты согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденному и введенном в действие Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан от 31 октября 2007 года № 596.

Лабораторные исследования воды из пробы, отобранной с общего коллектора ППД. Результаты этих исследований приведены в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.1 – Состав и физико-химические свойства воды

Плотность при 20°C,	pH	Содержание ионов, мг/дм ³						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	Механические примеси	Тип воды по Сулину	Содержание железа мг/дм ³		H ₂ S, мг/дм ³
		НС	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺						Fe ²⁺	Fe ³⁺	
1,15 17	6, 2	61, 0	Мен ее 9,0	139266 ,74	3707 ,4	1824 ,0	82674, 42	227533 ,56	335 ,0	25, 1	81, 0	хлорка ль	21,5 6	7	Мен ее 0,80

Из таблицы 6.5.2 можно заметить высокую минерализацию (227533,56 мг/дм³). Пластовые воды представляют собой рассолы хлоркальциевого типа.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей

устанавливается по таблице 6.5.3. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Таблица 6.5.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

- 1) Водородный показатель (рН) находится в пределах нормы и составляет 6,2.
- 2) Механические примеси и содержание нефтепродуктов составляют на выходе ППД 81 мг/л и 25,1 мг/дм³, что превышает норму. Необходимо уделить внимание качеству очистки воды (отстаивание и фильтрация) для заводнения нефтяных пластов.

Ниже в Таблице 6.5.4 представлена проницаемость пористой среды коллектора объектов, куда производится закачка.

Таблица 6.5.3. Проницаемость пористой среды коллектора

Объекты	Проницаемость, мкм ²
I	0,68287
II	0,58925

В таблице 6.5.5 приведены технические характеристики насосных установок КНС месторождения Уаз для закачки воды в пласт.

Таблица 6.5.4 – Технические характеристики насосных установок НБ-125

№ п/п	№ насоса	Рабочий агент	Диаметр сменных втулок, мм	Число двойных ходов поршня в мин	Наибольшее давление, МПа	Закачка, м ³ /сут
1	НБ-125 №5	пластовая	115	66/76/100	10,0/10,0/7,5	912/1032/1368
2	НБ-125 №6	вода	115	66/76/100	10,0/10,0/7,5	912/1032/1368

На прогнозный период 2026-2042 гг. максимальная закачка воды ожидается в 2031 г. в объеме 69542 м³/год (190 м³/сут).

Горизонтальный насосный комплекс в кол-ве 2-единиц способен закачать воду в объеме 1000м³/сут каждый. Средняя производительность имеющего резервного насоса НБ-125 системы ППД месторождения Уаз составляет 1120 м³/сут или 408,8 тыс. м³/год каждый.

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;

- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Требования к качеству закачиваемого агента

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается бурение вертикальных скважин однотипной конструкции.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуются следующие конструкции вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Уаз Восточный:

Скважины, предназначенные для эксплуатации 2-х объектов:

- 1) Скважины № 125 (ГС); № 126, 127, 128 (ВС) - I объект - I неокомский, II-неокомский (1 и 2 пласт);
- 2) Скважина резервная № 129 (ГС) - II объект - Ю-I и Ю-III;

Рекомендуемая конструкции горизонтальной скважины №125

- **Направление Ø323,9мм**, спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается на глубину 170 м, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм**, спускается до глубины 424,17/551,49 м (по вертикали/по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья в 2 ступени с применением МСЦ перед вскрытием целевого продуктивного горизонта и добычи продукции скважин.
- **Хвостовик с щелевым фильтром Ø114,3мм**, спускается до проектной глубины 424,17/953,52 м (по вертикали/по стволу) с установкой подвески хвостовика на глубине 501±50м (по стволу). Не цементируется. Компоновка хвостовика с щелевым фильтром с системой заканчивания скважины для производства мультистадийного гидроразрыва пласта.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважины №125 на I объекта глубиной до 424,17/953,52 м по вертикали/по стволу

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	170	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	424,17/551,52 по вертикали/по стволу	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
Хвостовик	152,4	114,3	424,17/953,52 по вертикали/по стволу	Не цементируется	Хвостовик

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Типовой профиль скважин на объекте I представлен на рисунке 7.1.1

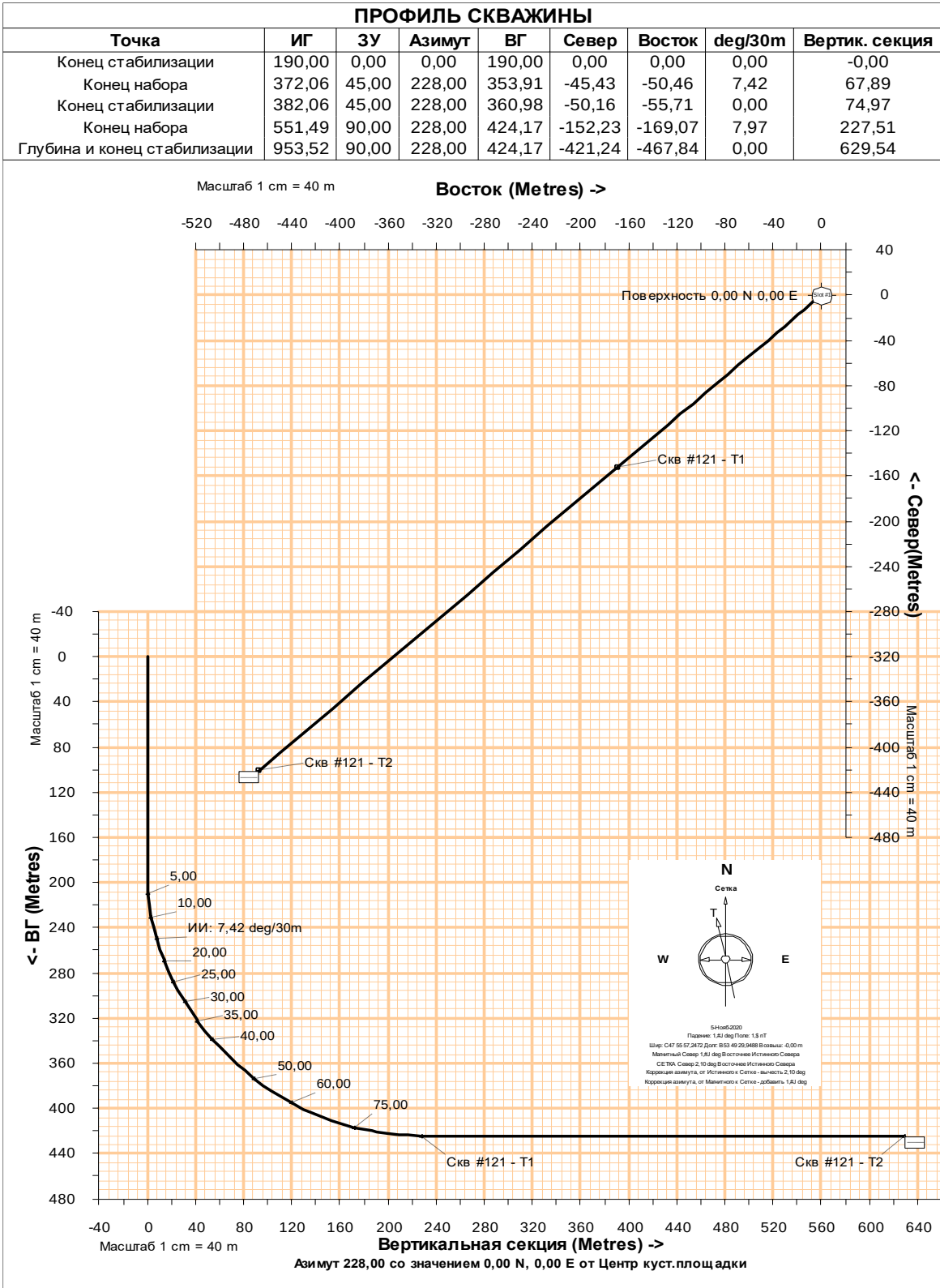


Рис. 7.1.1 – Профиль скважины №125

Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин №126, 127, 128

- **Направление Ø323,9мм**, спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается на глубину 350 м, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø168мм**, спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья ступенчатым способом с применением МСЦ и установкой башмака на глубине 700 м для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин № 126, 127, 128 для I объекта глубиной 700м.

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	350	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	700	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемая конструкции резервной горизонтальной скважины №129

- **Направление Ø323,9мм**, спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор Ø244,5мм**, спускается на глубину 250 м, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
- **Эксплуатационная колонна Ø177,8мм**, спускается до глубины 630/784,01 м (по вертикали/по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья в 2 ступени с применением МСЦ перед вскрытием целевого продуктивного горизонта и добычи продукции скважин.

• **Хвостовик с щелевым фильтром Ø114,3мм**, спускается до проектной глубины 630/1152,00 м (по вертикали/по стволу) с установкой подвески хвостовика на глубине 734,01±50 м (по стволу). Не цементируется. Компоновка хвостовика с щелевым фильтром с системой заканчивания скважины для производства мультистадийного гидроразрыва пласта.

Рекомендуется к применению для экс. колонны и хвостовика обсадные трубы коррозионностойкого исполнения марка стали Т95S.

Рекомендуемая конструкция скважины приведены в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция резервной горизонтальной скважины №129 для II объекта 630/1152,00 м по вертикали/по стволу

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	250	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	630/784,01 м по вертикали/по стволу	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Фильтр. хвостовик	152,4	114,3	630/1152,0 м по вертикали/по стволу	Не цементируется	-

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Более подробно вопросы конструкция скважин будут изложены в проекте на строительство скважин.

Рекомендуемый профиль скважины представлен на рисунке 7.1.2.

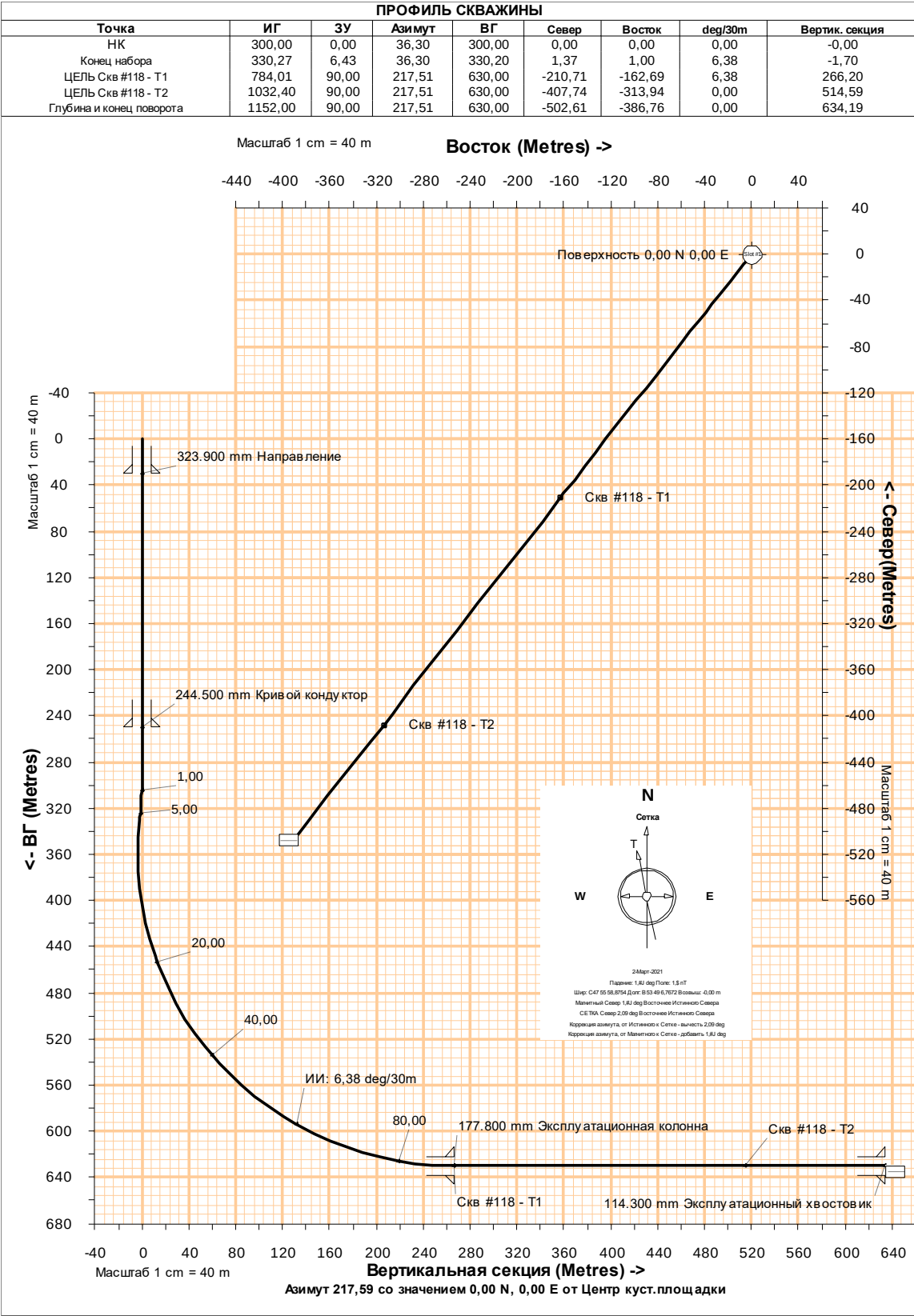


Рис. 7.1.2 – Профиль скважины №129

Выбор буровой установки.

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность в эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Для строительства эксплуатационных скважин рекомендуется использовать буровая установку ZJ-20 с верхним приводом TopDrive или ее аналог (ZJ-30), на дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами. Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.7 – 7.1.14.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР.

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины №125 для I объекта проектной глубиной 424,17/953,52 м по вертикали/по стволу.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	19,66
Испытание	5,9
Полная продолжительность цикла строительства скважины	32,56

Таблица 7.1.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №126, 127, 128 для I объекта проектной глубиной 700м

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	15,83
Освоение объектов в колонне	4
Полная продолжительность цикла строительства скважины	26,83

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения для резервной горизонтальной скважины №129 для II объекта проектной глубиной 630/1152,0м по вертикали/по стволу.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	29,18
Испытание	5,2
Полная продолжительность цикла строительства скважины	41,38

Рекомендации к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопрооявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении альб-сеноманских, аптских и неокомских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Уз Восточный использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-Ġ-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода в объеме 3-4 м³, обработанная солями хлористого кальция в концентрации 1,0-1,5% к объему воды.

Эксплуатационная колонна цементируется первая порция облегченным тампонажным раствором. Требования к качеству тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-I-Ġ-CC-I (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,87-1,89 г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, регуляторов

сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов следующие:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопоявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,4 м) и диаметра (12-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Обоснование проекта плана добычи нефти выполнено на основе результатов расчетов технико-экономических показателей по годам и технических решений, изложенных в 4-6 главах настоящего проекта.

В таблицах 8.1.1-8.1.6 приведены плановые показатели добычи нефти по рекомендуемому варианту 2 варианту, по объектам разработки и месторождению в целом.

Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Добыча нефти всего, тыс.т	49,2	57,4	56,4	54,3	51,1	48,0	44,6	40,0	37,6	34,1	31,0	28,1
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	47,4	51,7	54,4	52,3	51,1	48,0	44,6	40,0	37,6	34,1	31,0	28,1
	<i>новых скважин</i>	1,8	5,7	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>вывод из консервации</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	9,0	14,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	214	214	214	214	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	42,8	85,6	67,2	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	693,5	346,75	693,5	346,75	346,75	0	0	0	0	0	0	0
7	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	3,12	9,71	3,47	3,47	0	0	0	0	0	0	0
8	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	54,7	47,4	51,7	54,4	52,3	51,1	48,0	44,6	40,0	37,6	34,1	31,0
9	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	54,7	50,5	61,4	57,9	55,7	51,1	48,0	44,6	40,0	37,6	34,1	31,0
10	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	47,4	51,7	54,4	52,3	51,1	48,0	44,6	40,0	37,6	34,1	31,0	28,1
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-7,3	1,1	-7,0	-5,6	-4,6	-3,1	-3,4	-4,6	-2,4	-3,5	-3,1	-2,9
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-13,3	2,2	-11,4	-9,7	-8,3	-6,1	-7,0	-10,3	-6,0	-9,3	-9,1	-9,4
14	Мощность новых скважин, тыс.т	3,3	10,2	3,7	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	2	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	25	26	26	27	27	27	26	25	25	25	23	23
17	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	25	26	26	27	27	27	26	25	25	25	23	23
18	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
21	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
22	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,7	16,1	17,7	18,7	18,3	18,7	19,8	20,6	21,0	21,2	23,0	22,9
23	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	13,7	16,4	17,6	18,6	18,3	18,7	19,8	20,6	21,0	21,2	23,0	22,9
24	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	30,0	26,3	22,2	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	59,5	61,0	64,1	68,5	70,1	72,6	75,0	77,6	79,3	81,4	83,2	84,6
	<i>переходящих</i>	58,9	62,1	64,3	68,9	70,1	72,6	75,0	77,6	79,3	81,4	83,2	84,6
	<i>новых</i>	70	46,7	55	55,5	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,6	6,3	6,3	5,9	5,5	5,1	4,9	4,6	4,3	3,9	3,9	3,5
	<i>переходящих</i>	5,6	6,2	6,3	5,8	5,5	5,1	4,9	4,6	4,3	3,9	3,9	3,5
27	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	43,3	43,6	43,6	43,9	44,0	50,1	49,6	49,7	49,6	49,5	49,3	49,5
28	Добыча жидкости, всего, тыс.т	121,5	147,0	157,1	172,6	171,1	175,3	178,7	178,6	181,8	183,5	184,2	182,7
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	115,4	136,4	152,5	168,1	171,1	175,3	178,7	178,6	181,8	183,5	184,2	182,7
	<i>из новых скважин</i>	6,1	10,7	4,5	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	999,3	1146,3	1303,4	1476,0	1647,1	1822,4	2001,1	2179,7	2361,6	2545,1	2729,3	2912,1
30	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	505,0	562,4	618,8	673,1	724,2	772,2	816,9	856,9	894,5	928,6	959,7	987,8
31	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,130	0,144	0,159	0,173	0,186	0,198	0,210	0,220	0,230	0,238	0,246	0,254
32	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	48,9	54,4	59,9	65,2	70,1	74,8	79,1	83,0	86,6	89,9	92,9	95,6
33	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,8	5,6	5,5	5,3	4,9	4,6	4,3	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7
34	Темп отбора от текущих, %	8,5	10,9	12,0	13,1	14,2	15,5	17,1	18,5	21,4	24,6	29,7	38,3
35	Закачка рабочего агента, тыс. м³	60,0	60,4	60,6	61,0	61,0	69,5	69,0	68,9	68,8	68,7	68,6	68,6
36	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	350,3	410,7	471,4	532,3	593,3	662,8	731,8	800,7	869,5	938,2	1006,8	1075,4

Продолжение таблицы 8.1.1

№ п/п	Показатели	Годы										
		2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1	Добыча нефти всего, тыс.т	25,7	23,4	21,1	19,1	17,2	15,7	14,3	13,1	11,8	10,8	9,9
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	25,7	23,4	21,1	19,1	17,2	15,7	14,3	13,1	11,8	10,8	9,9
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>вывод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	28,1	25,7	23,4	21,1	19,1	17,2	15,7	14,3	13,1	11,8	10,8
9	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	28,1	25,7	23,4	21,2	19,1	17,2	15,7	14,3	13,1	11,8	10,8
10	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	25,7	23,4	21,1	19,1	17,2	15,7	14,3	13,1	11,8	10,8	9,9
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,5	-2,2	-2,3	-2,0	-1,9	-1,5	-1,4	-1,3	-1,3	-1,0	-0,9
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,8	-8,8	-9,7	-9,6	-9,9	-8,9	-8,6	-8,8	-9,9	-8,5	-8,2
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	5	1	0	2	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	16	15	15	13	13	13	13	13	13	13
17	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	16	15	15	13	13	13	13	13	13	13
18	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
21	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
22	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,3	32,9	32,9	31,4	35,9	34,3	34,9	35,4	34,8	35,3	35,9
23	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,3	32,9	32,9	31,4	35,9	34,3	34,9	35,4	34,8	35,3	35,9
24	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	86,1	87,2	87,7	88,3	89,4	89,9	90,9	91,8	92,5	93,2	93,9
	<i>переходящих</i>	86,1	87,2	87,7	88,3	89,4	89,9	90,9	91,8	92,5	93,2	93,9
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,5	4,2	4,1	3,7	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2
	<i>переходящих</i>	3,5	4,2	4,1	3,7	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2
27	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	49,4	49,4	49,4	49,6	49,6	49,7	49,5	49,6	49,6	49,5	49,3
28	Добыча жидкости, всего, тыс.т	184,0	182,5	171,8	163,5	161,8	154,5	157,7	159,5	156,7	159,1	162,3
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	184,0	182,5	171,8	163,5	161,8	154,5	157,7	159,5	156,7	159,1	162,3
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3096,0	3278,5	3450,4	3613,8	3775,6	3930,2	4087,9	4247,4	4404,0	4563,1	4725,5
30	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1013,4	1036,8	1058,0	1077,1	1094,3	1110,0	1124,3	1137,4	1149,2	1159,9	1169,8
31	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,260	0,266	0,272	0,277	0,281	0,285	0,289	0,292	0,295	0,298	0,300
32	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	98,1	100,4	102,4	104,3	105,9	107,5	108,8	110,1	111,2	112,3	113,2
33	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,5	2,3	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,1	1,0	1,0
34	Темп отбора от текущих, %	56,7	119,7	-549,6	-76,5	-39,0	-25,6	-18,6	-14,3	-11,3	-9,3	-7,8
35	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	68,5	68,5	68,7	68,8	68,8	68,9	68,8	68,7	68,8	68,7	68,6
36	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	1143,9	1212,4	1281,0	1349,8	1418,6	1487,5	1556,3	1625,0	1693,8	1762,5	1831,1

Таблица 8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Добыча нефти всего, тыс.т	28,6	31,1	31,8	30,2	24,3	20,9	18,1	15,4	13,3	11,6	10,3	9,1
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	27,4	24,2	29,7	28,1	24,3	20,9	18,1	15,4	13,3	11,6	10,3	9,1
	<i>новых скважин</i>	1,2	6,9	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	6,0	11,3	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	214	214	214	214	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	468	468	468	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,9	1,4	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0,0	0,9	1,4	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	693,5	346,75	1040,25	346,75	346,75	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	2,1	11,8	3,5	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	32,7	27,4	24,2	29,7	28,1	24,3	20,9	18,1	15,4	13,3	11,6	10,3
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	32,8	29,5	36,0	33,2	31,6	24,3	20,9	18,1	15,4	13,3	11,6	10,4
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	27,4	24,2	29,7	28,1	24,3	20,9	18,1	15,4	13,3	11,6	10,3	9,1
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-5,3	-5,3	-6,2	-5,1	-7,3	-3,4	-2,8	-2,7	-2,1	-1,6	-1,3	-1,2
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,3	-18,0	-17,3	-15,3	-23,1	-13,9	-13,5	-14,7	-13,8	-12,4	-11,1	-11,8
15	Мощность новых скважин, тыс.т	2,2	12,4	3,7	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	0	0	0	1	1	2	0	1	1
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	17	18	19	19	19	18	17	15	15	14	13
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	17	18	19	19	19	18	17	15	15	14	13
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,9	13,0	13,7	14,5	13,8	13,7	14,3	14,6	15,8	15,2	16,2	17,1
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	12,9	12,1	13,6	13,9	13,8	13,7	14,3	14,6	15,8	15,2	16,2	17,1
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	31,9	16,7	33,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	57,8	59,2	62,0	67,7	73,3	76,9	79,8	82,1	83,8	85,3	86,9	88,1
	<i>переходящих</i>	55,4	61,7	62,9	67,6	73,3	76,9	79,8	82,1	83,8	85,3	86,9	88,1
	<i>новых</i>	70	46,7	40	70	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,7	5,3	5,2	4,7	3,7	3,2	2,9	2,6	2,6	2,2	2,1	2,0
	<i>переходящих</i>	5,7	4,6	5,0	4,5	3,7	3,2	2,9	2,6	2,6	2,2	2,1	2,0
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	9,4	12,5	15,7	20,0	22,1	25,1	28,3	31,3	31,1	31,4	32,7	33,5
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	65,5	76,1	83,6	93,5	90,9	90,6	89,6	86,2	82,0	79,2	78,9	76,9
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	61,4	63,2	80,2	86,7	90,9	90,6	89,6	86,2	82,0	79,2	78,9	76,9
	<i>из новых скважин</i>	4,1	13,0	3,4	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	419,4	495,6	579,2	672,6	763,6	854,1	943,8	1030,0	1112,0	1191,2	1270,1	1347,1
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	213,0	244,1	275,9	306,0	330,4	351,3	369,4	384,8	398,1	409,7	420,1	429,2
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,130	0,149	0,168	0,187	0,201	0,214	0,225	0,235	0,243	0,250	0,256	0,262
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	61,4	70,4	79,5	88,2	95,2	101,2	106,4	110,9	114,7	118,1	121,1	123,7
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	8,2	9,0	9,2	8,7	7,0	6,0	5,2	4,4	3,8	3,4	3,0	2,6
35	Темп отбора от текущих, %	17,6	23,2	30,9	42,4	59,3	125,7	-423,5	-69,0	-35,2	-22,8	-16,5	-12,5
36	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	3,3	4,3	5,5	6,9	7,7	8,7	9,9	10,8	10,8	10,9	11,4	11,6
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	16,9	21,2	26,7	33,6	41,3	50,0	59,8	70,7	81,5	92,4	103,7	115,3
38	Компенсация отбора: текущая, %	5,0	5,8	6,6	7,6	8,7	10,1	11,6	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2
	<i>с начала разработки, %</i>	4,0	4,3	4,6	5,0	5,4	5,9	6,4	7,0	7,5	7,9	8,4	8,8

Продолжение таблицы 8.1.2

№ п/п	Показатели	Годы										
		2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	Добыча нефти всего, тыс.т	8,1	7,1	6,1	5,7	5,0	4,7	4,3	3,9	3,6	3,3	3,1
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	8,1	7,1	6,1	5,7	5,0	4,7	4,3	3,9	3,6	3,3	3,1
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	9,1	8,1	7,1	6,1	5,7	5,0	4,7	4,3	3,9	3,6	3,3
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,1	8,1	7,1	6,2	5,7	5,0	4,7	4,3	3,9	3,6	3,3
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,1	7,1	6,1	5,7	5,0	4,7	4,3	3,9	3,6	3,3	3,1
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,0	-1,1	-0,9	-0,5	-0,7	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,9	-13,2	-13,0	-7,9	-12,1	-5,3	-8,9	-8,5	-8,2	-8,1	-7,6
15	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
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	4	1	0	2	0	1	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	12	8	7	7	5	5	4	4	4	4	4
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	12	8	7	7	5	5	4	4	4	4	4
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	18,0	24,8	23,1	20,0	24,8	25,5	32,0	31,4	31,0	30,6	30,2
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	18,0	24,8	23,1	20,0	24,8	25,5	32,0	31,4	31,0	30,6	30,2
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	89,1	89,7	89,1	88,3	88,4	89,4	90,4	91,0	91,6	92,2	92,7
	<i>переходящих</i>	89,1	89,7	89,1	88,3	88,4	89,4	90,4	91,0	91,6	92,2	92,7
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,0	2,5	2,5	2,3	2,9	2,7	3,1	2,8	2,6	2,4	2,2
	<i>переходящих</i>	2,0	2,5	2,5	2,3	2,9	2,7	3,1	2,8	2,6	2,4	2,2
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	34,1	32,9	29,6	26,9	25,0	27,0	28,3	29,2	30,1	31,2	32,3
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	74,7	68,8	56,3	48,6	43,0	44,3	44,5	43,6	43,0	42,4	42,0
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	74,7	68,8	56,3	48,6	43,0	44,3	44,5	43,6	43,0	42,4	42,0
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1421,8	1490,6	1546,9	1595,5	1638,5	1682,8	1727,3	1770,9	1813,8	1856,2	1898,2
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	437,3	444,4	450,5	456,2	461,2	465,9	470,2	474,1	477,7	481,0	484,1
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,267	0,271	0,275	0,278	0,281	0,284	0,287	0,289	0,291	0,293	0,295
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	126,0	128,1	129,8	131,5	132,9	134,3	135,5	136,6	137,7	138,6	139,5
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
35	Темп отбора от текущих, %	-9,9	-7,8	-6,3	-5,5	-4,6	-4,1	-3,6	-3,2	-2,8	-2,5	-2,3
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	11,8	11,4	10,3	9,3	8,7	9,4	9,8	10,1	10,5	10,8	11,2
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	127,2	138,6	148,8	158,2	166,8	176,2	186,0	196,1	206,6	217,4	228,6
38	Компенсация отбора: текущая, %	17,0	17,8	19,6	20,6	21,6	22,7	23,8	25,0	26,3	27,6	29,0
	<i>с начала разработки, %</i>	9,2	9,6	9,9	10,3	10,5	10,9	11,2	11,5	11,8	12,2	12,5

Таблица 8.1.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Добыча нефти всего, тыс.т	17,8	23,7	22,3	21,4	24,5	25,0	24,7	23,0	21,5	20,1	18,7	17,3
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	16,0	23,7	21,0	20,8	24,5	22,6	24,7	23,0	21,5	20,1	18,7	17,3
	<i>новых скважин</i>	1,8	0,0	1,2	0,7	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	1	1	0	2	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	1	1	0	2	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	9,0	0,0	6,0	6,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	214	0	214	122	0	214	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч. - добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,8	0,0	346,8	346,8	0,0	693,5	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	3,1	0,0	2,1	2,1	0,0	4,2	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	18,9	16,0	23,7	21,0	20,8	24,5	22,6	24,7	23,0	21,5	20,1	18,7
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	18,9	19,1	23,7	23,1	22,8	24,5	26,8	24,8	23,0	21,5	20,1	18,7
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	1,2	0,9	0,9	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	16,0	23,7	21,0	20,8	24,5	22,6	24,7	23,0	21,5	20,1	18,7	17,3
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,9	4,6	-2,7	-2,4	1,6	-1,9	-2,0	-1,7	-1,5	-1,4	-1,4	-1,4
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-15,4	24,0	-11,2	-10,2	7,2	-7,7	-7,5	-7,1	-6,5	-6,4	-7,2	-7,4
15	Мощность новых скважин, тыс.т	3,3	0,0	2,2	2,2	0,0	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	11	11	12	12	14	13	13	13	13	11	11
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	11	11	12	12	14	13	13	13	13	11	11
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,7	16,1	17,3	17,5	16,8	15,0	17,6	18,4	19,3	20,3	24,0	24,1
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	12,7	16,1	17,3	17,5	16,8	15,0	17,6	18,4	19,3	20,3	24,0	24,1
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	61,7	61,4	65,1	68,8	65,0	66,6	68,8	72,3	75,3	78,0	79,7	81,2
	<i>переходящих</i>	60,4	61,4	64,7	68,9	65,0	0,0	68,8	72,3	75,3	78,0	79,7	81,2
	<i>новых</i>	70	0	70	65	0	70	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,9	6,2	6,0	5,5	5,9	5,0	5,5	5,1	4,8	4,5	4,9	4,5
	<i>переходящих</i>	4,9	6,2	6,0	5,5	5,9	5,0	5,5	5,1	4,8	4,5	4,9	4,5
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	54,5	53,9	52,9	51,9	51,3	58,5	56,7	55,8	55,7	55,5	54,9	54,8
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	46,5	61,3	63,7	68,6	70,0	74,9	79,4	82,9	87,0	91,3	91,8	91,7
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	40,4	61,3	59,6	66,7	70,0	66,7	79,4	82,9	87,0	91,3	91,8	91,7
	<i>из новых скважин</i>	6,1	0,0	4,1	2,0	0,0	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	531,6	592,9	656,6	725,3	795,2	870,1	949,5	1032,4	1119,3	1210,6	1302,4	1394,2
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	271,3	295,0	317,2	338,7	363,1	388,2	412,9	435,9	457,4	477,5	496,2	513,5
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,135	0,146	0,157	0,168	0,180	0,193	0,205	0,216	0,227	0,237	0,246	0,255
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	42,8	46,5	50,0	53,4	57,3	61,2	65,1	68,8	72,1	75,3	78,3	81,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	3,7	3,5	3,4	3,9	3,9	3,9	3,6	3,4	3,2	2,9	2,7
35	Темп отбора от текущих, %	4,7	6,5	6,6	6,8	8,3	9,2	10,1	10,4	10,9	11,4	11,9	12,5
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	56,7	56,1	55,2	54,0	53,3	60,8	59,1	58,0	58,0	57,8	57,2	57,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	333,4	389,5	444,7	498,7	552,0	612,9	672,0	730,0	788,0	845,8	903,0	960,0
38	Компенсация отбора: текущая, %	122,4	91,6	87,5	80,2	77,0	82,4	75,9	71,9	69,0	65,9	65,2	65,2
	<i>с начала разработки, %</i>	61,0	64,1	66,3	67,6	68,4	69,6	70,1	70,2	70,1	69,8	69,5	69,2

Продолжение таблицы 8.1.3

№ п/п	Показатели	Годы										
		2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	Добыча нефти всего, тыс.т	16,3	15,3	14,0	12,6	11,5	10,5	9,6	8,8	8,0	7,3	6,7
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	16,3	15,3	14,0	12,6	11,5	10,5	9,6	8,8	8,0	7,3	6,7
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	17,3	16,3	15,3	14,0	12,6	11,5	10,5	9,6	8,8	8,0	7,3
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	17,3	16,3	15,3	14,0	12,6	11,5	10,5	9,6	8,8	8,0	7,3
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	16,3	15,3	14,0	12,6	11,5	10,5	9,6	8,8	8,0	7,3	6,7
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,0	-1,0	-1,2	-1,4	-1,1	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,0	-6,1	-8,1	-10,1	-8,7	-8,7	-8,5	-8,9	-8,7	-8,7	-8,3
15	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
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	10	9	9	8	8	8	8	8	8	8
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	10	9	9	8	8	8	8	8	8	8
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,3	28,9	32,1	31,5	36,3	37,2	38,1	39,1	40,1	41,2	42,4
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,3	28,9	32,1	31,5	36,3	37,2	38,1	39,1	40,1	41,2	42,4
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	83,2	84,8	86,0	87,2	88,6	89,8	90,9	91,9	92,8	93,6	94,3
	<i>переходящих</i>	83,2	84,8	86,0	87,2	88,6	89,8	90,9	91,9	92,8	93,6	94,3
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,3	4,4	4,5	4,0	4,1	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4
	<i>переходящих</i>	4,3	4,4	4,5	4,0	4,1	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	54,5	54,9	56,0	57,1	57,8	57,2	56,5	56,3	56,1	55,7	55,0
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	96,6	100,2	100,4	98,4	100,7	103,1	105,9	108,3	111,2	114,4	118,0
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	96,6	100,2	100,4	98,4	100,7	103,1	105,9	108,3	111,2	114,4	118,0
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1490,7	1590,9	1691,3	1789,7	1890,4	1993,5	2099,3	2207,7	2318,9	2433,3	2551,3
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	529,8	545,0	559,0	571,6	583,1	593,6	603,3	612,0	620,0	627,3	634,0
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,263	0,270	0,277	0,284	0,289	0,294	0,299	0,304	0,308	0,311	0,314
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	83,6	86,0	88,2	90,2	92,0	93,6	95,2	96,5	97,8	98,9	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
35	Темп отбора от текущих, %	13,5	14,6	15,8	16,8	18,4	20,7	23,8	28,5	36,4	52,2	100,1
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	56,7	57,1	58,4	59,4	60,1	59,5	59,0	58,6	58,3	57,9	57,4
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	1016,7	1073,8	1132,2	1191,6	1251,7	1311,3	1370,2	1428,8	1487,2	1545,1	1602,4
38	Компенсация отбора: текущая, %	61,9	60,4	61,7	64,3	63,8	61,9	59,9	58,3	56,6	54,8	52,7
	<i>с начала разработки, %</i>	68,8	68,3	67,9	67,7	67,5	67,2	66,9	66,5	66,0	65,5	65,0

Таблица 8.1.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Добыча нефти всего, тыс.т	2,6	2,4	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	2,6	2,4	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,8	2,6	2,4	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,6	2,4	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,3	-7,1	-6,8	-7,2	-13,3	-13,2	-13,0	-13,7	-13,1	-15,7	-15,9	-15,8
15	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
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,5	13,5	13,7	14,1	13,5	13,1	12,6	12,1	11,7	10,9	10,1	9,4
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	13,5	13,5	13,7	14,1	13,5	13,1	12,6	12,1	11,7	10,9	10,1	9,4
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	71,9	74,0	76,2	78,5	80,6	82,5	84,3	85,8	87,2	88,5	89,6	90,6
	<i>переходящих</i>	71,9	74,0	76,2	78,5	80,6	82,5	84,3	85,8	87,2	88,5	89,6	90,6
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,8	3,5	3,3	3,0	2,6	2,3	2,0	1,7	1,5	1,3	1,1	0,9
	<i>переходящих</i>	3,8	3,5	3,3	3,0	2,6	2,3	2,0	1,7	1,5	1,3	1,1	0,9
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	9,4	9,4	9,5	9,8	9,4	9,1	8,7	8,4	8,1	7,5	7,0	6,5
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	9,4	9,4	9,5	9,8	9,4	9,1	8,7	8,4	8,1	7,5	7,0	6,5
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	42,3	51,7	61,2	70,9	80,3	89,4	98,1	106,5	114,6	122,2	129,2	135,7
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	16,4	18,8	21,1	23,2	25,0	26,6	27,9	29,1	30,2	31,0	31,8	32,4
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,101	0,116	0,130	0,143	0,154	0,164	0,172	0,180	0,186	0,191	0,196	0,200
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	48,1	55,3	61,9	68,1	73,4	78,1	82,1	85,6	88,7	91,2	93,4	95,2
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,7	7,2	6,7	6,2	5,4	4,6	4,0	3,5	3,0	2,6	2,2	1,8
35	Темп отбора от текущих, %	12,9	13,8	14,9	16,2	16,8	17,5	18,5	19,6	21,2	22,6	24,6	27,3
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>с начала разработки, %</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1.4

№ п/п	Показатели	Годы							
		2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,6	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,6	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,5	0,8	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-47,4	-17,9	-4,1	-5,9	-7,2	-4,2	-4,7	-5,6
15	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,3	10,3	10,9	11,5	12,2	12,9	13,6	14,4
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11,3	10,3	10,9	11,5	12,2	12,9	13,6	14,4
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	91,8	92,7	93,4	94,1	94,7	95,3	95,8	96,2
	<i>переходящих</i>	91,8	92,7	93,4	94,1	94,7	95,3	95,8	96,2
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
	<i>переходящих</i>	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	3,9	3,6	3,8	4,0	4,2	4,5	4,7	5,0
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	3,9	3,6	3,8	4,0	4,2	4,5	4,7	5,0
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	139,7	143,2	147,0	151,1	155,3	159,7	164,5	169,5
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	32,7	33,0	33,2	33,4	33,7	33,9	34,1	34,3
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,202	0,203	0,205	0,206	0,208	0,209	0,210	0,211
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,1	96,9	97,6	98,3	99,0	99,6	100,2	100,8
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
35	Темп отбора от текущих, %	19,6	20,0	23,8	29,4	39,4	61,6	152,4	-274,4
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>с начала разработки, %</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.1.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по IV объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,2	0,2	0,1	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,2	0,2	0,1	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,2	0,2	0,2	0,1	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	4,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,2	0,2	0,1	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,5	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-13,4	-11,9	-13,3	302,3	-11,7	-12,2	-12,8	-1,3	0,1	-0,9	-1,6	-0,3
15	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
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,6	0,7	0,7	2,2	2,4	2,5	2,6	3,1	3,7	4,4	5,2	6,2
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,6	0,7	0,7	2,2	2,4	2,5	2,6	3,1	3,7	4,4	5,2	6,2
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	13,0	27,8	40,1	22,0	35,0	45,8	54,9	62,4	68,7	73,9	78,2	81,9
	<i>переходящих</i>	13,0	27,8	40,1	22,0	35,0	45,8	54,9	62,4	68,7	73,9	78,2	81,9
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,5	0,5	0,4	1,7	1,5	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1
	<i>переходящих</i>	0,5	0,5	0,4	1,7	1,5	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	0,9	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,1
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	0,9	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,1
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	5,8	6,1	6,3	7,1	7,9	8,7	9,7	10,7	12,0	13,5	15,3	17,5
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	4,3	4,4	4,6	5,2	5,7	6,2	6,6	7,0	7,4	7,8	8,2	8,6
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,089	0,092	0,095	0,108	0,119	0,128	0,137	0,145	0,154	0,162	0,170	0,178
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	38,7	40,2	41,5	47,0	51,8	56,1	59,8	63,5	67,1	70,7	74,3	77,8
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,7	1,5	1,3	5,5	4,8	4,2	3,7	3,7	3,6	3,6	3,6	3,5
35	Темп отбора от текущих, %	2,7	2,5	2,2	9,4	9,1	8,8	8,5	9,1	10,0	11,0	12,2	13,7
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>с начала разработки, %</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1.5

№ п/п	Показатели	Годы										
		2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
	<i>новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>В т.ч.- добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
11	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
13	Изменение добычи нефти из переходящих 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
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,3	0,3	-0,5	-12,8	-11,9	-11,9	-13,5	-10,5	-13,5	-10,7	-10,9
15	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
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7,3	8,0	8,7	8,4	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8	6,6
24	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	7,3	8,0	8,7	8,4	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8	6,6
25	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	84,9	86,3	87,5	88,6	89,7	90,6	91,5	92,2	92,9	93,6	94,2
	<i>переходящих</i>	84,9	86,3	87,5	88,6	89,7	90,6	91,5	92,2	92,9	93,6	94,2
	<i>новых</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,1	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4
	<i>переходящих</i>	1,1	1,1	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости, всего, тыс.т	2,5	2,8	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3
	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	2,5	2,8	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3
	<i>из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	20,0	22,8	25,8	28,7	31,6	34,3	36,9	39,5	41,9	44,3	46,6
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	8,9	9,3	9,7	10,0	10,3	10,6	10,8	11,0	11,2	11,3	11,5
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,186	0,194	0,202	0,209	0,215	0,220	0,225	0,229	0,233	0,236	0,239
33	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	81,3	84,8	88,2	91,2	93,9	96,2	98,2	100,0	101,6	103,0	104,2
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,5	3,5	3,4	3,0	2,6	2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2
35	Темп отбора от текущих, %	15,8	18,5	22,6	25,6	30,2	37,9	53,8	102,0	-4432,1	-85,9	-40,7
36	Закачка рабочего агента, тыс. м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>с начала разработки, %</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.1.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по возвратному объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы								
		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Добыча нефти всего, тыс.т	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3	0,2
2	<i>В том числе из: переходящих скважин</i>	0,0	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3	0,2
3	<i>новых скважин</i>	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	<i>В т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	<i>ввод из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	<i>внедрение ОРД</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	365	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	<i>В т.ч. - добывающие скважины</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	1,39	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3	0,2
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-20,4	-20,7	-20,8	-20,7	-19,9	-20,2	-20,7	-20,7
27	Мощность новых скважин, тыс.т	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>В т.ч. под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ. фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,1	11,6	13,4	15,5	17,9	20,6	23,9	27,5	32,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	10,1	11,6	13,4	15,5	17,9	20,6	23,9	27,5	32,0
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	60,0	72,5	81,1	87,0	91,1	93,8	95,8	97,1	98,0
44	<i>переходящих</i>	60,0	72,5	81,1	87,0	91,1	93,8	95,8	97,1	98,0
45	<i>новых</i>	60	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,0	3,2	2,5	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6
47	<i>переходящих</i>	4,0	3,2	2,5	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	3,5	4,0	4,7	5,4	6,2	7,2	8,3	9,5	11,1
50	<i>В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т</i>	0,0	4,0	4,7	5,4	6,2	7,2	8,3	9,5	11,1
51	<i>из новых скважин</i>	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3,6	7,6	12,3	17,6	23,8	31,0	39,3	48,8	59,9
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1,5	2,6	3,5	4,2	4,7	5,2	5,5	5,8	6,0
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,051	0,089	0,119	0,143	0,163	0,178	0,190	0,199	0,207
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	24,6	43,1	57,7	69,3	78,6	85,9	91,8	96,4	100,1
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	23,2	18,4	14,7	11,6	9,2	7,3	5,9	4,6	3,7
58	Темп отбора от текущих, %	23,6	24,5	25,7	27,5	30,1	34,3	41,6	56,2	102,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	<i>с начала разработки, %</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Уаз Восточный предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 9.1).

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В 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.

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 влагомерии

применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

Метод термокондуктивной дебитометрии

применяют:

- для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

Метод барометрии

применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Метод акустической шумометрии

применяют:

- для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Метод гамма-гамма цементометрии

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выделяются участки с цементом и без него.

Импульсный нейтронный каротаж

применяют в обсаженных скважинах для:

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;

- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- с целью получения полной информации о состоянии выработки запасов нефти рекомендуется ежегодно исследовать не менее 50% от действующего фонда 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.

- невыполнение запроектованных 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 (pH), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

Таблица 9.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований		Категории и виды скважин	
			Добывающие	Нагнетательные
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления		во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно	Еженедельно
2	Определение обводненности продукции по действующим скважинам:		во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования Еженедельно	
3	Определение пластового давления и температуры по действующим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
4	Определение забойного давления по действующим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ Не реже 1 раза в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ Не реже 1 раза в квартал
5	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
6	Исследование методом восстановления давления по переходящим:		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
7	Геофизические исследования скважин		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
8	Исследования профиля притока		Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
9	Определение профиля поглощения			Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по мере необходимости
10	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	
11	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.		Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	
12	Замеры газового фактора в условиях	$R_{заб} > R_{нас}$	1 раз в год	
		$R_{пл} > R_{нас}$ и $R_{заб} < R_{нас}$	Ежеквартально	
		$R_{пл} \leq R_{нас}$	Ежемесячно	

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Уаз Восточный разрабатывается с 2016г и находится на II стадии разработки. Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения 2021г...».

В 2020 году Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Уаз Восточный» по состоянию на 01.05.2020г. Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории C_1 составили **3812/1011 тыс. т**, по категории C_2 геологические/извлекаемые запасы составили **693/122 тыс. т**. В сумме по категориям C_1+C_2 запасы составили **4505/1132 тыс. т**.

На месторождения Уаз Восточный с отбором керна пробурено 7 скважин: 3 поисковые – 13, У-1, У-3; 2 разведочные – У-21, 110; 2 оценочные – 130, 131. Всего с отбором керна пройдено 599,55 м, общий линейный вынос керна составил 435,3 м или 72,6% от проходки. Всего проанализировано 348 образцов керна, из них 202 образцов отобраны из продуктивных горизонтов, количество кондиционных образцов – 151 единиц.

После ПЗ-2020г. керна отобран в скважинах №№130, 131 (горизонт Ю-I, Ю-II, Ю-VII, Ю-VIII). Общая проходка составляет 114,55 м, линейный вынос – 111,74 м или 97,55% от проходки. Проанализировано 83 образцов и приходится на продуктивные горизонты 42 образцов керна, из них 31 образцов являются кондиционными. В скважинах выполнены стандартные и специальные исследования.

В целом по месторождению свойства нефти в пластовых условиях исследованы на основе анализа 46 образцов, взятых из 20 скважин. В поверхностных условиях описываются свойства по 61-ой пробы отобранных из 20 скважин. После ПЗ-2020 по месторождению были отобрано и исследовано 16 проб из скважин №№ У-1, У-5, У-7, У-21, 101, 107, 108, 110, 117, 118, 121, 122, 131, , из них 8 глубинных и 8 рекомбинированные пробы, по которым были проведены комплексное исследование.

После пересчета запасов в 2020 году на месторождении Восточный Уаз были пробурены эксплуатационные скважины №112, 117, 118, 120, 121, 122, 123, 124 и оценочные скважины 116, 130 и 131. Оценочные скважины №116, 130 и 131 не включены в обоснование геологического строения, так как по ним еще проводятся исследовательские работы.

По результатам выполненных работ, в 2025 году был выполнен отчет «Прирост запасов нефти и газа продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-IV» (Протокол ГКЗ РК №2794-25-У от 19.12.2025г.). На Гос.баланс РК (Протокол ГКЗ РК №2794-25-У от 19.12.2025г.) поставлены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по категории C_2 в

количестве **3895/1033 тыс.т.**, по категории С2 в количестве **646/111 тыс.т.** По месторождению соотношение геологических запасов нефти категорий В+С₁ к С₂ составляет 86% и 14%, что свидетельствует о высокой степени изученности месторождения.

В настоящий момент, недропользователем АО «Эмбаунайгаз» инициированы дополнительные работы по Узатовской группе месторождений включающих переработку и переинтерпретацию сейсмических данных 3Д и проведение площадных геоэлектрохимических исследований результаты которых должны позволить детализировать геологическое строение месторождений.

При дальнейшей работе на месторождении рекомендуется:

- продолжить работы по уточнению структурно-тектонического строения месторождения и контуров распространения залежей УВ;
- продолжить изучение параметров керна и петрофизические исследования для уточнения граничных значений пористости и нефтегазонасыщенности для продуктивных горизонтов.
- продолжить исследования по уточнению физико-химических свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях по менее изученным продуктивным горизонтам.
- Для доразведки запасов категории С2 рекомендуется **бурение** оценочной скважины, точка заложения и проектные интервалы испытания **которой** будут уточнены по результатам пересмотра сейсмических материалов и геоэлектрохимических исследований.

12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Уз Восточный на дату составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...», разрабатывается согласно Контракту №327 от 12.05.1999 года срок действия Контракта до 09.01.2035 года включительно.

Согласно контрактным условиям сформирован общий ликвидационный фонд по контракту №327, в данный контракт входят 4 месторождений, накопленные ликвидационные отчисления в фонде составляют **2 820 484,77** долл. или **1 523 061 776** тенге по курсу 540 долл/тенге.

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса, банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

На конец рентабельного периода эксплуатационный фонд составит 17 ед. Скважины находящиеся в консервации и в наблюдательном фонде ликвидируются в процессе разработки и учтены в эксплуатационных затратах в таблице 4.2.4, количество ликвидируемых скважин в период разработки приведено в табличных приложениях Т.П.12.2

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа.

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину согласно нормативной продолжительности работ в зависимости от глубины скважин и стоимости 1 бригада/часа, которая составляет 47 430 тенге.

Таблица 12.1 - Затраты на ликвидацию скважин

Наименование	Бр/часы	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
до 500 м.	173	5	8 205 390	41 026 950
от 500 м. до 700 м.	173	11	8 537 400	93 911 400
от 1000 м. до 1500 м.	210	1	9 960 300	9 960 300
Всего		17		144 898 650

Согласно локальной смете демонтажа технологических оборудования и материалов ликвидационная стоимость демонтажа составила **143 930 115 тенге**. Список демонтируемого оборудования приведен в таблице 12.1, сметные расчеты приведены в табличных приложениях П.12.1.

Таблица 12.2 – Список демонтируемого оборудования

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
ЕП 12,5-2000-2-1	шт	1	215523
ГЗУ-ОЗНА-40-14-400	шт	1	457311
ВРП-3	шт	1	368789
ЕП-3м3	шт	3	252072
АГЗУ-6 "Мера ММ 40-14-400	шт	1	457311
Станок-качалка	шт	23	14375529
Канализационная емкость ЕП-3м3	шт	8	747912
Емкость септик 3м3 (сталь.)	шт	7	654423
Погрузка, разгрузка, перевозка			1264373
Итого по разделу 1			18793243
Выкидные линии из стальных труб Ду114мм	км	3,6276	20600289
Выкидные линии из ст.труб Ду73	км	1,443	6239776
Выкидные линии из ст.труб Ду89	км	8,51	38461667
Линия коллектор, линия водовода из ст.труб Ду159	км	8,34	46128518
Итого по разделу 2			111430250
Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВ	подстанция	8	864040
ЯКНО 6-10 кВ, на ток до 3200 А	шт	1	180221
Опоры ВЛ 0,38-10 кВ	шт	112	1354864
Провода ВЛ 0,38 кВ	шт	42	516432
Провода ВЛ 6-10 кВ	шт	70	1257900
Опоры освещения стальные массой до 3,5 т.	опора	8	174224
Светильники для люминесцентных ламп	шт	4	3848
Демонтаж стальных отдельностоящих молниеотводов со шпилем	т	4,8	1164274
Погрузка, разгрузка, перевозка			565582
Итого по разделу 3			6081385
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов	т блок-боксов	10	689130
Здание из спаренных и одиночных блок-боксов.	т блок-боксов	10	689130
Ограждения металлические	м2	2 288	4803656
Постамент ПШН-6 скв.№У-1	м3	3	448299
Площадки	т конструкций	2	678718
Погрузка, разгрузка, перевозка			316304
Итого по разделу 4			7625237
Итого сметная стоимость			143 930 115

Затраты на рекультивацию рассчитываем, исходя из общего объема нефтезагрязненных земель, массой 101,106 т, и удельной стоимости работ по рекультивации, которая согласно «Проекта рекультивации нефтезагрязненных земель на

месторождениях АО «Эмбаунайгаз» составляет 13 195 тенге/тонна. Коэффициент перевода, м3 в тонны 1,37 ед. Общая стоимость рекультивации биологическим методом составила **1 334 094 тенге.**

Ниже приведена таблица с указанием объемов и массы рекультивации.

Таблица 12.3 – Масса рекультивируемой земли

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м3	Масса рекультивируемой земли, тонн
ЕП 12,5-2000-2-1	шт	1	2,7	3,699
ГЗУ-ОЗНА-40-14-400	шт	1	7,5	10,275
ВРП-3	шт	1	7,5	10,275
ЕП-3м3	шт	3	8,1	11,097
АГЗУ-6 "Мера ММ 40-14-400	шт	1	7,5	10,275
Канализационная емкость ЕП-3м3	шт	8	21,6	29,592
Емкость септик 3м3 (сталь.)	шт	7	18,9	25,893
ИТОГО				101,106

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.4 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тенге	144 898 650
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тенге	143 930 115
Рекультивация земли	тенге	1 334 094
Плата за выбросы	тенге	2 901 629
Итого:	тенге	293 064 487
Итого с учетом инфляции	тенге	555 584 305
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период 2026-2048 гг.	тыс. тонн	714,073
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонна	778,05

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего анализа разработки расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026г.

Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд в данной работе определяется в зависимости от накопленной добычи нефти за рентабельный период 2026-2048 гг.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд с учетом инфляции по месторождению

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ЛФ
	тыс.т	тг/тонна	тыс.тг
2026	49,247	778,05	38316,501
2027	57,369	778,05	44636,212
2028	56,444	778,05	43916,007
2029	54,301	778,05	42249,035
2030	51,129	778,05	39780,965
2031	48,002	778,05	37348,111
2032	44,622	778,05	34717,812
2033	40,022	778,05	31139,141
2034	37,620	778,05	29269,949
2035	34,129	778,05	26553,922
2036	31,026	778,05	24139,768
2037	28,116	778,05	21875,264
2038	25,658	778,05	19962,999
2039	23,413	778,05	18216,386
2040	21,146	778,05	16452,369
2041	19,110	778,05	14868,328
2042	17,211	778,05	13390,910
2043	15,676	778,05	12196,345
2044	14,327	778,05	11147,096
2045	13,067	778,05	10166,867
2046	11,775	778,05	9161,325
2047	10,774	778,05	8382,553
2048	9,892	778,05	7696,441
Итого	714,073		555 584,305

Таблица П. 4.1.1 - Характеристика фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, 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			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	25	1	0	0	0	0	25	4	5,6	13,7	43,3
2027	0	0	0	25	0	0	1	1	0	24	4	6,2	16,4	43,5
2028	0	0	0	25	0	0	1	1	0	23	4	5,8	16,9	43,4
2029	0	0	0	25	0	0	1	1	0	22	4	5,4	17,9	43,7
2030	0	0	0	25	0	0	0	0	0	22	4	4,7	18,1	43,7
2031	0	0	0	25	0	0	0	0	0	22	4	4,1	18,3	50,3
2032	0	0	0	25	0	0	2	2	0	20	4	4,0	20,2	49,9
2033	0	0	0	25	0	0	1	1	0	19	4	3,7	21,2	50,0
2034	0	0	0	25	0	0	0	0	0	19	4	3,5	21,6	49,9

Таблица П. 4.1.2 - Характеристика технологических показателей по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	49,2	4,8	8,5	505,0	48,9	0,130	121,5	999,3	59,5	60,0	350,3	1,313	12,634
2027	51,7	5,0	9,8	556,7	53,9	0,143	136,3	1135,6	62,1	60,3	410,6	1,407	14,041
2028	46,3	4,5	9,7	603,0	58,4	0,155	135,2	1270,8	65,8	60,4	471,1	1,240	15,281
2029	41,0	4,0	9,5	643,9	62,3	0,165	136,8	1407,6	70,1	60,5	531,6	1,105	16,386
2030	35,8	3,5	9,2	679,7	65,8	0,175	138,0	1545,6	74,0	60,7	592,3	0,949	17,335
2031	31,5	3,0	8,9	711,2	68,9	0,183	139,3	1684,9	77,4	69,7	662,0	0,846	18,180
2032	27,7	2,7	8,6	738,9	71,5	0,190	140,2	1825,1	80,2	69,4	731,3	0,755	18,936
2033	24,3	2,4	8,3	763,3	73,9	0,196	139,7	1964,8	82,6	69,3	800,6	0,664	19,599
2034	22,9	2,2	8,5	786,2	76,1	0,202	142,3	2107,1	83,9	69,2	869,9	0,619	20,219

Таблица П. 4.1.3- Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	11	0	1	0	0	0	0	15	1	5,7	12,9	9,4
2027	0	0	0	12	0	1	0	1	1	0	15	1	5,0	12,9	10,7
2028	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	15	1	4,1	11,8	11,5
2029	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	15	1	3,5	11,7	12,9
2030	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	15	1	2,9	11,5	14,5
2031	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	15	1	2,4	11,3	16,2
2032	0	0	0	12	0	0	0	1	1	0	14	1	2,2	11,6	17,8
2033	0	0	0	12	0	0	0	1	1	0	13	1	1,9	11,6	18,9
2034	0	0	0	12	0	0	0	2	2	0	11	1	1,9	12,3	17,8

Таблица П. 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	28,6	8,2	17,6	213,0	61,4	0,130	65,5	419,4	57,8	3,3	16,9	5,0	4,0	0,544	3,599
2027	25,4	7,3	19,0	238,4	68,7	0,145	65,4	484,8	61,2	3,7	20,6	5,8	4,2	0,432	4,030
2028	21,6	6,2	19,9	260,1	74,9	0,159	61,7	546,6	65,0	4,0	24,6	6,6	4,5	0,346	4,376
2029	18,0	5,2	20,7	278,1	80,1	0,170	60,6	607,2	70,2	4,5	29,1	7,6	4,8	0,274	4,651
2030	15,1	4,4	22,0	293,2	84,5	0,179	59,8	667,0	74,7	5,0	34,1	8,7	5,1	0,197	4,847
2031	12,7	3,7	23,6	305,9	88,2	0,187	58,5	725,5	78,3	5,6	39,7	10,1	5,5	0,161	5,008
2032	10,6	3,1	25,8	316,5	91,2	0,193	56,6	782,1	81,2	6,2	45,9	11,6	5,9	0,132	5,140
2033	8,6	2,5	28,3	325,2	93,7	0,198	52,3	834,5	83,5	6,6	52,5	13,3	6,4	0,105	5,245
2034	7,1	2,0	32,4	332,2	95,7	0,203	47,1	881,5	85,0	6,2	58,6	14,0	6,8	0,084	5,328

Таблица П. 4.1.5 - Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	12	0	0	1	0	0	0	11	3	4,9	12,7	54,5
2027	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	11	3	6,2	16,1	54,4
2028	0	0	0	13	0	1	0	1	1	0	11	3	6,0	17,3	54,1
2029	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	11	3	5,4	17,4	53,9
2030	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	11	3	4,9	18,0	53,5
2031	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	11	3	4,5	18,8	61,6
2032	0	0	0	13	0	0	0	1	1	0	10	3	4,5	21,5	60,5
2033	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	10	3	4,2	22,8	60,3
2034	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	10	3	3,9	24,1	60,6

Таблица П. 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	17,8	2,8	4,7	271,3	42,8	0,135	46,5	531,6	61,7	56,7	333,4	122,4	61,0	0,712	8,323
2027	23,7	3,7	6,5	295,0	46,5	0,146	61,3	592,9	61,4	56,6	390,0	92,4	64,2	0,924	9,247
2028	22,3	3,5	6,6	317,2	50,0	0,157	63,7	656,6	65,1	56,4	446,4	89,4	66,6	0,846	10,092
2029	20,8	3,3	6,6	338,0	53,3	0,168	66,3	722,9	68,7	56,1	502,5	86,1	68,3	0,789	10,881
2030	18,9	3,0	6,4	356,8	56,3	0,177	68,8	791,7	72,6	55,6	558,2	83,1	69,5	0,717	11,598
2031	17,2	2,7	6,2	374,1	59,0	0,186	71,7	863,5	76,0	64,1	622,3	92,6	71,4	0,654	12,252
2032	15,7	2,5	6,0	389,8	61,5	0,193	74,9	938,3	79,0	63,2	685,4	88,1	72,6	0,598	12,850
2033	14,5	2,3	5,9	404,3	63,8	0,201	78,9	1017,3	81,6	62,7	748,2	83,5	73,4	0,536	13,386
2034	13,4	2,1	5,8	417,7	65,9	0,207	83,7	1100,9	83,9	63,1	811,2	79,6	73,9	0,457	13,843

Таблица П. 4.1.7 - Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	3,8	13,5	0,00
2027	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	3,5	13,5	0,00
2028	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	3,3	13,7	0,00
2029	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	3,0	14,1	0,00
2030	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	2,6	13,5	0,00
2031	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	2,3	13,1	0,00
2032	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	2,0	12,6	0,00
2033	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	1,7	12,1	0,00
2034	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	1,5	11,7	0,00

Таблица П. 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	2,6	7,7	12,9	16,4	48,1	0,101	9,4	42,3	71,9	0	0,00	0,0	0,0	0,050	0,597
2027	2,4	7,2	13,8	18,8	55,3	0,116	9,4	51,7	74,0	0	0,00	0,0	0,0	0,046	0,643
2028	2,3	6,7	14,9	21,1	61,9	0,130	9,5	61,2	76,2	0	0,00	0,0	0,0	0,043	0,686
2029	2,1	6,2	16,2	23,2	68,1	0,143	9,8	70,9	78,5	0	0,00	0,0	0,0	0,040	0,726
2030	1,8	5,4	16,8	25,0	73,4	0,154	9,4	80,3	80,6	0	0,00	0,0	0,0	0,035	0,761
2031	1,6	4,6	17,5	26,6	78,1	0,164	9,1	89,4	82,5	0	0,00	0,0	0,0	0,030	0,791
2032	1,4	4,0	18,5	27,9	82,1	0,172	8,7	98,1	84,3	0	0,00	0,0	0,0	0,026	0,817
2033	1,2	3,5	19,6	29,1	85,6	0,180	8,4	106,5	85,8	0	0,00	0,0	0,0	0,023	0,840
2034	1,0	3,0	21,2	30,2	88,7	0,186	8,1	114,6	87,2	0	0,00	0,0	0,0	0,020	0,860

Таблица П. 4.1.9 - Характеристика фонда скважин IV объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, 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			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,5	0,6	0,00
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,5	0,7	0,00
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,4	0,7	0,00

Таблица П. 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,2	1,7	2,7	4,3	38,7	0,089	0,22	5,8	13,0	0	0,00	0,0	0,0	0,0067	0,111
2027	0,2	1,5	2,5	4,4	40,2	0,092	0,23	6,1	27,8	0	0,00	0,0	0,0	0,0059	0,117
2028	0,1	1,3	2,2	4,6	41,5	0,095	0,25	6,3	40,1	0	0,00	0,0	0,0	0,0052	0,122

Таблица П. 4.1.11 - Характеристика фонда скважин возвратного объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, 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			нефти	жидкости	
2034	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	4,0	10,1	0,0
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,2	11,6	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,5	13,4	0,0
2037	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,0	15,5	0,0
2038	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,6	17,9	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,3	20,6	0,0
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,0	23,9	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,8	27,5	0,0
2042	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	32,0	0,0

Таблица П. 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки возвратного объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2034	1,4	23,2	23,6	1,5	24,6	0,051	3,5	3,6	60,0	0	0,00	0,0	0,0	0,059	0,063
2035	1,1	18,4	24,5	2,6	43,1	0,089	4,0	7,6	72,5	0	0,00	0,0	0,0	0,046	0,109
2036	0,9	14,7	25,7	3,5	57,7	0,119	4,7	12,3	81,1	0	0,00	0,0	0,0	0,037	0,146
2037	0,7	11,6	27,5	4,2	69,3	0,143	5,4	17,6	87,0	0	0,00	0,0	0,0	0,029	0,175
2038	0,6	9,2	30,1	4,7	78,6	0,163	6,2	23,8	91,1	0	0,00	0,0	0,0	0,023	0,198
2039	0,4	7,3	34,3	5,2	85,9	0,178	7,2	31,0	93,8	0	0,00	0,0	0,0	0,018	0,216
2040	0,4	5,9	41,6	5,5	91,8	0,190	8,3	39,3	95,8	0	0,00	0,0	0,0	0,015	0,231
2041	0,3	4,6	56,2	5,8	96,4	0,199	9,5	48,8	97,1	0	0,00	0,0	0,0	0,012	0,243
2042	0,2	3,7	102,5	6,0	100,1	0,207	11,1	59,9	98,0	0	0,00	0,0	0,0	0,009	0,252

* Рентабельный экомический период

Наименование стройки -
Шифр стройки

Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождений Уаз Восточный
495-113//150/2020АТ

Наименование объекта -
Шифр объекта

Демонтаж технологических оборудования и материалов.НГДУ "Кайнармунайгаз
02-01

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 02-01-2

(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудования и материалов.Уаз Восточный

(Наименование работ и затрат)

Основание:	Дефектная ведомость		
	Сметная стоимость	143930,115	тыс.тенге
	Средства на оплату труда	80511,766	тыс.тенге
	Нормативная трудоемкость	18,295	тыс.чел-ч

Составлен(а) в ценах 4-квартала 2025 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:						143 930 115
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			57 427 399
в том числе оплата труда рабочих			тенге			30 072 334
машины и механизмы			тенге			80 552 280
в том числе оплата труда машинистов			тенге			23 084 367
материалы, изделия и конструкции			тенге			1 544 368
перевозки			тенге			4 406 039
нормативная трудоемкость			чел.-ч	18 295		
Раздел 1. Демонтаж промышленного оборудования						18 793 243
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			11 911 826
в том числе оплата труда рабочих			тенге			6 822 606
машины и механизмы			тенге			5 617 044
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1 681 170
перевозки			тенге			1 264 373
нормативная трудоемкость			чел.-ч	5 468		
1	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование без механизмов массой 3 т (ЕП 12,5-2000-2-1). Демонтаж оборудования.	шт.	1	215 523	215 523
2	1337-0101-0111 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование без механизмов массой 10 т (ГЗУ-ОЗНА-40-14-400). Демонтаж оборудования.	шт.	1	457 311	457 311

3	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование без механизмов массой 6,5 т (ВРП-3). Демонтаж оборудования.	шт.	1	368 789	368 789
4	1337-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование без механизмов массой 1 т (ЕП-3м³). Демонтаж оборудования.	шт.	3	84 024	252 072
5	1337-0101-0111 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование без механизмов массой 9,1 т (АГЗУ-6 "Мера ММ 40-14-400"). Демонтаж оборудования.	шт.	1	457 311	457 311
6	1337-0102-0111 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование массой 13 т (Станок-качалка). Демонтаж оборудования.	шт.	23	625 023	14 375 529
7	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование без механизмов массой 1,2 т (Канализационная емкость ЕП-3м³). Демонтаж оборудования.	шт.	8	93 489	747 912
8	1337-0101-0106 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06 . Р. 1337 ТЧ п.6 Кзтр=1,25, Кэм=1,25	Оборудование без механизмов массой 1,2 т (Емкость септик 3м³ (сталь.). Демонтаж оборудования.	шт.	7	93 489	654 423
9	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	348,6	1 421	495 361
10	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	348,6	1 421	495 361
11	411-103-0205 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	1 743	157	273 651
Раздел 2. Демонтаж трубопроводов						111 430 250
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			37 141 865
в том числе оплата труда рабочих			тенге			18 943 346
машины и механизмы			тенге			70 549 327
в том числе оплата труда машинистов			тенге			19 896 870
материалы, изделия и конструкции			тенге			1 479 283
перевозки			тенге			2 259 780
нормативная трудоемкость			чел.-ч	10 815		
Выкидные линии из стальных труб Ду114мм, 1,073+0,737+0,36+0,855+0,392+0,2106=3,6276км						
12	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	4 062,912	516	2 096 463
13	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	4 062,912	86	349 410

14	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 114 мм. Резка труб	км трубопровода	3,6276	2 924 565	10 609 152
15	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 114 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	3,6276	722 055	2 619 327
16	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	3,6276	1 288 161	4 672 933
17	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	58,0416	1 602	92 983
18	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	58,0416	1 602	92 983
19	412-501-0305 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	290,208	231	67 038
Выкидные линии из ст.труб Ду73, 0,202+0,14+0,22+0,01+0,367+0,294+0,21=1,443км						
20	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	1 616,16	516	833 939
21	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	1 616,16	86	138 990
22	1125-0201-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 75 мм. Резка труб	км трубопровода	1,443	1 622 905	2 341 852
23	1125-0207-0502 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 75 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	1,443	685 333	988 936
24	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	1,443	1 288 161	1 858 816
25	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	17,72004	1 602	28 388
26	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	17,72004	1 602	28 388
27	412-501-0305 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	88,6002	231	20 467
Выкидные линии из ст.труб Ду89, 0,24+0,35+1,46+0,2+0,4+0,21+0,46+0,61+0,62+0,23+0,35+0,45+0,53+0,92+0,25+0,83+0,4=8,51км						
28	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	9 531,2	516	4 918 099
29	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	9 531,2	86	819 683
30	1125-0201-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 89 мм. Резка труб	км трубопровода	8,51	1 765 385	15 023 426
31	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	8,51	722 055	6 144 688

32	1125-0208-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	8,51	1 288 161	10 962 250
33	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	136,16	1 602	218 128
34	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	136,16	1 602	218 128
35	412-501-0305 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	680,8	231	157 265
Линия коллектор, линия водовода из ст.труб Ду159, 4,02+4,32=8,34км						
36	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты I группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	9 340,8	516	4 819 853
37	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов I	м³ грунта	9 340,8	86	803 309
38	1125-0201-0105 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы диаметром 150 мм. Резка труб	км трубопровода	8,34	2 190 011	18 264 692
39	1125-0207-0505 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 150 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	8,34	762 268	6 357 315
40	1125-0208-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром 150 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода	8,34	1 744 285	14 547 337
41	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы металлические. Погрузка	т	306,495	1 602	491 005
42	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы металлические. Разгрузка	т	306,495	1 602	491 005
43	412-501-0305 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	1 532,475	231	354 002
Раздел 3. Демонтаж КТП, ВЛ-0,4кВ, ВЛ-10кВ						6 081 385
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			3 052 713
в том числе оплата труда рабочих			тенге			1 555 667
машины и механизмы			тенге			2 453 014
в том числе оплата труда машинистов			тенге			844 087
материалы, изделия и конструкции			тенге			10 042
перевозки			тенге			565 582
нормативная трудоемкость			чел.-ч	902		
44	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. Монтаж оборудования	подстанция	8	108 005	864 040
45	1308-0103-3401 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	ЯКНО 6-10 кВ, на ток до 3200 А. Демонтаж оборудования	шт.	1	180 221	180 221
46	1133-0209-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	112	12 097	1 354 864

47	1133-0209-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 0,38 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	42	12 296	516 432
48	1133-0209-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 6-10 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	70	17 970	1 257 900
49	1133-0303-0304 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры освещения стальные массой до 3,5 т. Демонтаж -/Электроосвещение и молниезащита/	опора	8	21 778	174 224
50	1217-0101-0705 ЭСН РК 8.05-01-2022 Кзтр и Кэм=1,06	Светильники для люминесцентных ламп. Демонтаж	шт.	4	962	3 848
51	1133-0108-0120 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Демонтаж стальных отдельностоящих молниеотводов со шпилем	т	4,8	242 557	1 164 274
52	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	12,06	1 421	17 137
53	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	12,06	1 421	17 137
54	414-101-0701 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	141	1 458	205 578
55	414-101-0702 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	141	1 458	205 578
56	411-103-0205 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	765,3	157	120 152
Раздел 4. Демонтаж зданий и сооружений						7 625 237
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			5 320 995
в том числе оплата труда рабочих			тенге			2 750 715
машины и механизмы			тенге			1 932 895
в том числе оплата труда машинистов			тенге			662 240
материалы, изделия и конструкции			тенге			55 043
перевозки			тенге			316 304
нормативная трудоемкость			чел.-ч	1 111		
57	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж-/Здание мобильное для оператора ГЗУ-4 Уз/	т блок-боксов	10	68 913	689 130
58	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Вагон операторная (Уз Восточный)/. Демонтаж	т блок-боксов	10	68 913	689 130
59	1147-0303-0109 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,3	Демонтаж оград металлических по железобетонным столбам без цоколя из сетчатых панелей высотой до 2,2 м	м оград	1 144	4 199	4 803 656
60	1146-0301-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Постамент ПШН-6 скв.№У-1 Уз Восточный. Разборка	м³	3	149 433	448 299
61	1109-0103-0201 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Площадки. Разборка (демонтаж) металлических конструкций постаментов	т конструкций	2	339 359	678 718
62	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	87,208	1 421	123 923

63	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	87,208	1 421	123 923
64	411-103-0205 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 5 км	т·км	436,04	157	68 458

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО											
Обустройство промысла											
Модернизация	тыс.тг.	8 896	3647	1417	1364	1278	1190	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	9 446	6967	0	883	827	770	0	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	122 616	2616	30000	30000	30000	30000	0	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	217 089	90498	30329	31204	32080	32979	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	358 048	103728	61746	63450	64185	64938	0	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	358 048	103728	61746	63450	64185	64938	0	0	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	377 276	103728	63598	67257	69962	72731	0	0	0	0

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НДС (с выручки)	тыс.тг.	5 186 935	725 967	779 303	706 264	636 183	563 283	507 599	458 043	412 012	398 282
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 018 558	100 402	108 899	113 450	113 943	119 640	122 631	114 270	111 271	114 052
Налог на имущество	тыс.тг.	22 008	894	1 826	2 385	2 902	3 376	3 334	2 834	2 409	2 048
Прочие налоги	тыс.тг.	11 115	1 039	1 091	1 145	1 203	1 263	1 294	1 327	1 360	1 394
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	486 155	51 553	52 682	53 334	53 764	56 402	57 681	53 945	52 532	54 262
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	59	8	8	8	7	7	6	6	5	5
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 628 037	368 257	416 036	326 490	244 241	141 009	71 362	48 754	11 889	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	478 467	150 803	200 716	96 510	30 438	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	-1 542 535	-53 012	1 954	-112 940	-189 685	-241 586	-251 291	-236 908	-232 547	-226 520
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	2 541 549	298 305	303 436	300 142	294 853	296 786	281 263	261 798	250 038	254 929
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-2 864 743	-427 662	-475 867	-406 122	-341 330	-266 497	-251 291	-236 908	-232 547	-226 520
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	3 863 757	672 955	781 257	593 323	446 498	321 697	281 263	261 798	250 038	254 929

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
на внутренний рынок	тыс. тонн	328,145	48,903	51,316	45,979	40,664	35,562	31,264	27,524	24,154	22,780
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн		218938,95	219469,50	222474,60	222474,60	222474,60	228036,47	233737,38	239580,81	245570,33
на внутренний рынок	тг/тонн		92782,00	94915,00	96004,00	97780,00	98998,00	101472,95	104009,77	106610,02	109275,27
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тыс.тг.	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на внутренний рынок	тыс.тг.	32418344,1	4537292,67	4870643,77	4414147,54	3976141,05	3520520,55	3172495,27	2862769,08	2575074,43	2489259,76
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	32 418 344,11	4537292,67	4870643,77	4414147,54	3976141,05	3520520,55	3172495,27	2862769,08	2575074,43	2489259,76

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	2 722,94	350,37	386,04	363,18	337,26	309,69	279,08	251,83	226,52	218,97
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	58 441,89	7 519,84	8 285,45	7 794,92	7 238,61	6 646,81	5 989,73	5 404,96	4 861,79	4 699,77
Затраты на материалы	тыс.тг.	273 974,16	35 252,83	38 842,01	36 542,40	33 934,43	31 160,08	28 079,71	25 338,33	22 791,95	22 032,41
Ремонт автодорог	тыс.тг.	28 299,25	3 061,64	3 086,13	3 105,42	3 118,92	3 274,87	3 356,74	3 127,87	3 045,76	3 121,91
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	419,04	45,34	45,70	45,98	46,18	48,49	49,71	46,32	45,10	46,23
Ремонт скважин	тыс.тг.	122 546,55	1 638,68	3 912,61	2 776,36	20 883,20	32 304,62	33 112,24	9 049,36	18 869,48	0,00
НИР	тыс.тг.	593 603,15	64 220,69	64 734,46	65 139,05	65 422,26	68 693,37	70 410,71	65 609,98	63 887,72	65 484,91
Геофизические работы	тыс.тг.	62 476,66	6 759,22	6 813,29	6 855,88	6 885,69	7 229,97	7 410,72	6 905,44	6 724,17	6 892,28
Маркшейдерские работы	тыс.тг.	18 948,51	2 050,00	2 066,40	2 079,32	2 088,36	2 192,77	2 247,59	2 094,35	2 039,37	2 090,36
Транспортные услуги	тыс.тг.	1 821 283,67	197 040,90	198 617,23	199 858,58	200 727,53	210 763,91	216 033,01	201 303,49	196 019,27	200 919,75
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	1 487 618,89	160 942,40	162 229,94	163 243,88	163 953,63	172 151,31	176 455,10	164 424,07	160 107,94	164 110,63
Охрана труда	тыс.тг.	220 232,85	23 826,53	24 017,15	24 167,25	24 272,33	25 485,95	26 123,09	24 341,97	23 703,00	24 295,57
Охрана объектов	тыс.тг.	501 377,28	46 861,08	49 204,14	51 664,34	54 247,56	56 959,94	58 383,94	59 843,54	61 339,62	62 873,12
Аренда	тыс.тг.	198 253,94	21 448,68	21 620,27	21 755,40	21 849,99	22 942,49	23 516,05	21 912,68	21 337,47	21 870,91
Расходы на экологию	тыс.тг.	977,07	105,71	106,55	107,22	107,68	113,07	115,90	107,99	105,16	107,79
Командировочные расходы	тыс.тг.	18 051,20	1 952,92	1 968,55	1 980,85	1 989,46	2 088,93	2 141,16	1 995,17	1 942,80	1 991,37
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	7 054 865,16	763 251,22	769 357,23	774 165,71	777 531,65	816 408,23	836 818,43	779 762,63	759 293,86	778 276,21
Затраты на персонал	тыс.тг.	1 597 337,78	172 812,66	174 195,16	175 283,88	176 045,98	184 848,28	189 469,49	176 551,11	171 916,65	176 214,56
Услуги по хранению	тыс.тг.	12 972,57	1 403,48	1 414,70	1 423,55	1 429,73	1 501,22	1 538,75	1 433,84	1 396,20	1 431,10
Потери нефти	тыс.тг.	117 523,89	12 365,88	12 689,67	12 869,88	13 021,65	13 662,82	13 954,40	13 075,08	12 735,34	13 149,17
Услуги по информатизации	тыс.тг.	110 701,92	11 976,61	12 072,42	12 147,88	12 200,69	12 810,73	13 131,00	12 235,70	11 914,51	12 212,38
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	354 824,26	30 729,04	32 447,76	34 113,88	35 894,61	37 760,75	44 487,08	45 360,39	46 459,91	47 570,83
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	146 086,64	15 804,81	15 931,25	16 030,82	16 100,52	16 905,54	17 328,18	16 146,72	15 722,86	16 115,94
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	26 387,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 387,53
Ликвидация	тыс.тг.	61 240,26	0,00	8 964,27	9 412,48	9 883,11	0,00	0,00	21 805,22	11 175,18	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	11 833,06	11 833,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	75 185,57	16 729,50	17 565,97	18 444,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22 445,83
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	15 035 483,80	1 616 182,05	1 636 822,91	1 647 659,99	1 655 525,99	1 732 894,55	1 777 228,26	1 664 461,10	1 623 828,46	1 680 880,50
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 018 558,25	100 401,73	108 898,51	113 449,96	113 943,22	119 640,38	122 631,39	114 270,16	111 270,57	114 052,33
Налог на имущество	тыс.тг.	22 008,36	894,39	1 825,79	2 385,47	2 902,11	3 376,38	3 333,65	2 833,77	2 408,94	2 047,87
Земельный налог	тыс.тг.	4 584,51	428,49	449,91	472,41	496,03	520,83	533,85	547,20	560,88	574,90
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	6 530,52	610,37	640,89	672,94	706,58	741,91	760,46	779,47	798,96	818,93
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	486 155,11	51 552,95	52 681,84	53 334,13	53 763,65	56 402,13	57 681,11	53 945,25	52 531,64	54 262,40
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	59,01	7,52	8,46	7,83	7,32	6,60	6,03	5,52	4,97	4,76
Итого производственных затрат	тыс.тг.	16 573 379,57	1 770 077,49	1 801 328,32	1 817 982,73	1 827 344,91	1 913 582,77	1 962 174,76	1 836 842,48	1 791 404,41	1 852 641,70
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	4 072 991,80	476 882,61	575 359,52	548 661,55	511 450,35	472 121,02	425 448,93	383 912,96	345 331,54	333 823,32
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	4 072 991,80	476 882,61	575 359,52	548 661,55	511 450,35	472 121,02	425 448,93	383 912,96	345 331,54	333 823,32
Административные расходы	тыс.тг.	2 442 742,22	264 275,21	266 389,41	268 054,34	269 219,80	282 680,79	289 747,81	269 992,28	262 904,98	269 477,60
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	996 580,40	166 591,37	122 429,13	115 723,30	109 861,69	104 693,91	102 284,32	97 630,80	89 965,90	87 399,97
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	386 810,02	57 645,37	60 489,91	54 198,71	47 933,94	41 919,09	36 853,78	32 444,68	28 472,34	26 852,19
Страхование	тыс.тг.	105 737,26	11 439,50	11 531,01	11 603,08	11 653,53	12 236,20	12 542,11	11 686,97	11 380,18	11 664,69
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	138 025,26	4 479,22	16 161,82	16 368,23	16 476,60	16 555,26	17 328,95	17 772,28	16 644,61	16 238,28
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	185 721,53	52 175,50	16 161,82	16 368,23	16 476,60	16 555,26	17 328,95	17 772,28	16 644,61	16 238,28
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	180 286,33	40 851,77	18 084,58	17 185,06	17 321,02	17 428,09	18 230,54	17 954,59	16 824,16	16 406,53
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	7 512 314,42	907 749,19	964 178,07	932 439,20	890 531,84	859 495,72	817 481,06	751 536,04	698 202,42	690 700,90
Итого затраты	тыс.тг.	24 085 693,99	2 677 826,68	2 765 506,39	2 750 421,92	2 717 876,75	2 773 078,49	2 779 655,82	2 588 378,52	2 489 606,83	2 543 342,59
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг.	32 418 344,11	4 537 292,67	4 870 643,77	4 414 147,54	3 976 141,05	3 520 520,55	3 172 495,27	2 862 769,08	2 575 074,43	2 489 259,76
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	24 085 693,99	2 677 826,68	2 765 506,39	2 750 421,92	2 717 876,75	2 773 078,49	2 779 655,82	2 588 378,52	2 489 606,83	2 543 342,59
Операционный доход	тыс.тг.	8 332 650,11	1 859 465,99	2 105 137,38	1 663 725,62	1 258 264,29	747 442,06	392 839,45	274 390,56	85 467,60	-54 082,84

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	232 043,55	12 007,56	19 781,07	25 674,26	31 159,35	36 127,18	31 746,60	27 937,40	24 509,38	23 100,75
Балансовая прибыль	тыс.тг.	8 100 606,56	1 847 458,43	2 085 356,31	1 638 051,36	1 227 104,94	711 314,89	361 092,85	246 453,16	60 958,22	-77 183,59
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	268 664,47	18 182,32	24 956,35	31 274,86	37 059,64	42 397,94	36 030,05	30 620,31	26 024,14	22 118,87
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	8 063 985,64	1 841 283,67	2 080 181,04	1 632 450,75	1 221 204,65	705 044,12	356 809,40	243 770,25	59 443,46	-76 201,70
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	8 140 187,34	1 841 283,67	2 080 181,04	1 632 450,75	1 221 204,65	705 044,12	356 809,40	243 770,25	59 443,46	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 628 037,47	368 256,73	416 036,21	326 490,15	244 240,93	141 008,82	71 361,88	48 754,05	11 888,69	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	6 472 569,10	1 479 201,69	1 669 320,11	1 311 561,20	982 864,01	570 306,06	289 730,97	197 699,11	49 069,52	-77 183,59
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	478 466,84	150 802,84	200 715,59	96 510,42	30 437,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	5 994 102,26	1 328 398,86	1 468 604,52	1 215 050,78	952 426,02	570 306,06	289 730,97	197 699,11	49 069,52	-77 183,59

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	32 418 344	4 537 293	4 870 644	4 414 148	3 976 141	3 520 521	3 172 495	2 862 769	2 575 074	2 489 260	2 263 591
Итого приток средств	тыс.тг.	32 418 344	4 537 293	4 870 644	4 414 148	3 976 141	3 520 521	3 172 495	2 862 769	2 575 074	2 489 260	2 263 591
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	24 085 694	2 677 827	2 765 506	2 750 422	2 717 877	2 773 078	2 779 656	2 588 379	2 489 607	2 543 343	2 542 150
прямые затраты	тыс.тг.	15 035 484	1 616 182	1 636 823	1 647 660	1 655 526	1 732 895	1 777 228	1 664 461	1 623 828	1 680 881	1 701 066
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 537 896	153 895	164 505	170 323	171 819	180 688	184 946	172 381	167 576	171 761	174 940
расходы периода	тыс.тг.	7 512 314	907 749	964 178	932 439	890 532	859 496	817 481	751 536	698 202	690 701	666 144
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	377 276	103 728	63 598	67 257	69 962	72 731	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	377 276	103 728	63 598	67 257	69 962	72 731	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 628 037	368 257	416 036	326 490	244 241	141 009	71 362	48 754	11 889	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	478 467	150 803	200 716	96 510	30 438	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	-219 357	0	0	0	0	0	-24 954	-40 662	-70 573	-83 168	-76 176
Итого отток средств	тыс.тг.	26 350 117	3 300 614	3 445 857	3 240 680	3 062 518	2 986 818	2 826 064	2 596 470	2 430 922	2 460 175	2 465 974
Поток денежной наличности	тыс.тг.	6 068 227	1 236 679	1 424 787	1 173 468	913 623	533 702	346 432	266 299	144 152	29 085	-202 383
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 934 591	1 236 679	1 285 329	954 992	670 749	353 473	206 985	143 534	70 092	12 758	-80 085
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	4 619 869	1 236 679	1 238 945	887 310	600 722	305 146	172 238	115 128	54 192	9 508	-57 530
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	4 300 407	1 236 679	1 187 323	814 908	528 717	257 380	139 223	89 183	40 230	6 764	-39 223
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	6 068 227	1 236 679	2 661 466	3 834 934	4 748 557	5 282 259	5 628 691	5 894 990	6 039 142	6 068 227	5 865 844
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 934 591	1 236 679	2 522 008	3 477 000	4 147 749	4 501 222	4 708 207	4 851 741	4 921 834	4 934 591	4 854 506
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	4 619 869	1 236 679	2 475 624	3 362 934	3 963 657	4 268 803	4 441 040	4 556 169	4 610 361	4 619 869	4 562 339
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	4 300 407	1 236 679	2 424 001	3 238 910	3 767 627	4 025 006	4 164 230	4 253 412	4 293 643	4 300 407	4 261 184

Таблица П.13.2. – График ликвидации скважин в период разработки (рекомендуемый)

Год	Ликвидация скважин в консервации	Ликвидация контрольных скважин	Ликвидация водозаборных скважин	Выбытие добывающих скважин	Выбытие нагнетательных скважин	Всего к ликвидации
2026						
2027				1		1
2028				1		1
2029						
2030						
2031						
2032	2			1		3
2033	2			1		3
2034	2					2
2035						
2036				2		2
2037						
2038				2		2
2039				5		5
2040				1		1
2041						
2042				2		2
2043						
2044						
2045						
2046						
2047						
2048						
Итого	6			16		22