

Товарищество с ограниченной ответственностью
«АП-Нафта Оперейтинг»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Каспиан Энерджи Ресерч»

Экз. __

Номер
Государственной лицензии
18020929 от 19.11.2018г.

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»
Сисекенов О.Л.
2026г.



**ДОПОЛНЕНИЯ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕМЕРКОЛЬ**
(по состоянию на 01.05.2026г.)
Договор № 01-АПНО/26 от 02.02.2026 г.

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2026г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители	Разделы отчета
Ответственный исполнитель Инженер отдела проектирования и анализа разработки НГМ _____ Сейтова Б.С	Раздел 3, 4, 5 Составление и оформление граф. приложений
Заместитель начальника отдела геологий, подсчета запасов и интерпретаций данных ГИС _____ Г.А.Тасмагамбетова	Главы 1, 2, 8 Составление граф. приложений
Экономист отдела разработки нефтегазовых месторождений _____ З.И.Кенжалиева	Глава 10
Начальник отдела проектирования строительства скважин _____ Е.К.Умбетов	Главы 6, 7, 11
Инженер эколог отдела по проектам ООС _____ Г.Т. Калманова	Глава 9

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование раздела	Стр.
1	2	3
	ВВЕДЕНИЕ	
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	
2	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
2.1	Характеристика геологического строения	
2.2.	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	
2.3.1	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	
2.3.2	Свойства нефти в пластовых условиях	
2.3.3	Товарная характеристика нефти	
2.4.4	Компонентный состав выделившегося газа и его физические свойства	
2.3.5	Физические свойства и химический состав пластовых вод	
2.4	Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов	
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	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	
3.2.2	Характеристика отборов нефти, жидкости и попутного газа	
3.2.3	Сопоставление проектных и фактических показателей	
3.2.4	Характеристика закачки рабочего агента	
3.2.5	Анализ выработки запасов нефти из пластов	
3.2.6	Анализ эффективности реализуемой системы разработки	
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	
3.3.1	Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	
3.3.2	Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	
3.4.1	Обоснование выделения объектов разработки	
3.4.2	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	
3.5	Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей	
4	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	
4.2	Экономические показатели вариантов разработки	

1	2	3
5	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	
6	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	
	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	
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	
6.3.1	Основные требования к системе промыслового обустройства	
6.3.2	Системе сбора и подготовки нефти	
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	
7	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	
7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	
7.2	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
9.2	Контроль за физико-химическими свойствами пластовых флюидов	
9.3	Геофизические исследования	
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
12	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	
13	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	
13.1	13.1. Объемы и этапы ликвидационных работ	
13.2	Объемы и этапы ликвидационных работ	
13.3	Расчет затрат на ликвидацию скважин	
13.4	Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства	
13.5	Расчет рекультивации земли	
13.6	Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения	
13.7	Стоимость ликвидации месторождения	
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1	2.1.1	Характеристика продуктивных горизонтов, составляющих объекты разработки	
2	2.1.2	Абсолютные отметки межфлюидных контактов	
3	2.2.1	Характеристика толщин пластов-коллекторов	
4	2.2.2	Статические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)	
5	2.2.3	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	
6	2.3.1.1	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	
7	2.3.1.2	Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях	
8	2.3.2.1	Свойства нефти в пластовых условиях	
9	2.3.2.2	Диапазоны изменения и средние значения свойств нефти в пластовых условиях	
10	2.3.4.1	Компонентный состав выделившегося газа	
11	2.3.4.2	Компонентный состав поверхностной пробы газа	
12	2.3.5	Химический состав и физические свойства пластовых вод	
13	2.4.1	Результаты коэффициента вытеснения нефти пластовой водой	
14	2.5.1	Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2022г	
15	2.5.2	Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.05.2026г	
16	3.1.1	Охват скважин гидродинамическими исследованиями по имеющимся материалам	
17	3.1.2	Результаты ГДИС	
18	3.1.3	Результаты исследования скважин и пластов	
19	3.2.1	Характеристика фонда скважин месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.05.2026 г.	
20	3.2.2	Коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин в динамике	
21	3.2.3	Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по объектам	
22	3.2.4	Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Кемерколь	
23	3.2.5	Динамика основных технологических показателей разработки I-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь	
24	3.2.6	Динамика основных технологических показателей разработки II-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь	
25	3.2.7	Динамика основных технологических показателей разработки III-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь	
26	3.2.8	Динамика основных технологических показателей разработки IV-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь	
27	3.2.9	Динамика основных технологических показателей разработки V-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь	
28	3.2.10	Динамика основных технологических показателей разработки VI-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь	
29	3.2.11	Реализация проектных решений	

1	2	3	4
30	0.1	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению Кемерколь	
31	3.2.13	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь	
32	3.2.14	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь	
33	3.2.15	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по III-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь	
34	3.2.16	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по IV-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь	
35	3.2.17	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по V-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь	
36	3.2.18	Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по VI-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь	
37	3.2.19	Выработка запасов нефти по эксплуатационным объектам и месторождению в целом	
38	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики основных эксплуатационных объектов месторождения Кемерколь	
39	3.4.2	ГТМ и бурение новых скважин по вариантам разработки	
40	3.5.1	Нормативы для расчета капитальных вложений	
41	3.5.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	
42	3.5.3	Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	
43	4.1.1	Месторождение Кемерколь. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1	
44	4.1.2	Месторождение Кемерколь. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1	
45	4.1.3	Объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1	
46	4.1.4	Объект I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1	
47	4.1.5	Объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1	
48	4.1.6	Объект II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1	
49	4.1.7	Объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1	
50	4.1.8	Объект III. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1	
51	4.1.9	Объект IV. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1	
52	4.1.10	Объект IV. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1	
53	4.1.11	Объект V. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1	
54	4.1.12	Объект V. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1	
55	4.1.13	Объект VI. Основные проектные технологические показатели	

		разработки по рекомендуемому варианту разработки 1	
1	2	3	4
56	4.1.14	Объект VI. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1	
57	4.2.1	Капитальные вложения	
58	4.2.2	РАСЧЕТ ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ	
59	4.2.3	РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ	
60	4.2.4	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЕМЫЕ В РАСХОДЫ ПЕРИОДА	
61	4.2.5	СУММАРНЫЕ ВЫПЛАТЫ ГОСУДАРСТВУ В ВИДЕ НАЛОГОВ	
62	4.2.6	Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности	
63	4.2.7	Расчет показателей эффективности проекта	
64	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения	
65	7.1.1	Рекомендованная проектная конструкция вертикальных скважин	
66	7.1.2	Рекомендованные параметры по цементированию обсадных колонн	
67	9.1.1	Рекомендуемый комплекс исследований на период промышленной разработки	
68	13.3.1	Организация работ по ликвидации скважин	
69	13.3.2	Вспомогательная техника	
70	13.3.3	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин	
71	13.3.4	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства на месторождении	
72	13.6.1	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	
73	13.6.2	Техническая характеристика станков-качалок типа СКД 6-2,5	
74	13.6.3	Техническая характеристика АФК1-65/65x21	
75	13.6.4	Техническая характеристика нефтепромыслового оборудования	
76	13.6.5	Расчет общей массы металлолома	
77	13.7.1	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	
78	13.7.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на месторождения по годам	

СПИСОК РИСУНКОВ

п/п	№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Обзорная карта	
2	2.1.1	Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля соли)	
3	2.1.2	Структурная карта по T3-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)	
4	2.1.3	Структурная карта по T3 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)	
5	2.1.4	Структурная карта по T2-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)	
6	2.1.5	Структурная карта по T2-2 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)	
7	2.1.6	Структурная карта по T2-6 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)	
8	2.1.7	Структурная карта по V отражающему горизонту (подошва юры)	
9	2.1.8	Структурная карта по отражающему горизонту J2	
10	2.1.9	Структурная карта по отражающему горизонту J2-2	
11	3.2.5.1	Сопоставление текущего, утвержденного и потенциальных КИН по объектам	
12	3.2.5.2	Обводненность и отбор от НИЗ по объектам эксплуатации	
13	3.2.5.3	Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. I объект	
14	3.2.5.4	Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. II объект	
15	3.2.5.5	Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. III объект	
16	3.2.5.6	Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. VI объект	
17	4.2.7	ГРАФИК ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	
18	6.4.1.1	Схема обустройства системы сбора и установки подготовки нефти	

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

п/п №	Наименование	№ прил	Кол-во листов	Масштаб	Гриф ограничения доступа
1	2	3	4	5	6
1	Геологические профили по линиям I-I/, II-II/, III-III/	1	1	гор.1:10000 верт.1:5000	н/с
2	Геолого-литологические профили по линиям I-I/,II-II/, III-III/	2	1	гор.1:10000 верт.1:1000	н/с
3	Схема обоснования контактов по северо-западному крылу	3	1	1: 1000	н/с
4	Схема обоснования ВНК по юго-западному и юго-восточному крыльям	4	1	1: 1000	н/с
5	Юго-восточное крыло Горизонт J3-I а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	5	1	1:25000	н/с
6	Северо-западное крыло Горизонт Т2-I. Пласт А а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1	1:25000	н/с
7	Северо-западное крыло Горизонты Т2-I. Пласт В, Т2-II а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	7	1	1:25000	н/с
8	Северо-западное крыло Горизонт Т2-III а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:25000	н/с
9	Северо-западное крыло Горизонты Т2-IV, Т2-V а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1	1:25000	н/с
10	Юго-западное крыло Горизонт Т2-I. Пласт В а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:25000	н/с

1	2	3	4	5	6
11	Карта текущих отборов жидкости по объектам	11	1	1:25000	н/с
12	Карта суммарных отборов жидкости по объектам	12	1	1:25000	н/с
13	Карты изобар по I, II, III, VI объектам	13	1	1: 25 000	н/с
14	Карта фонда пробуренных скважин	14	1	1: 25 000	н/с

Всего: 14 гр. прил., 14 л., н/с –14

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального директора по производству
ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»
Маев О.Е.
2026 г



**ЛОТ №1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку**

«Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.03.2026г с проектом ОВОС под ключ»

Заказчик	ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»
Подрядчик	
Наименование месторождения	Месторождение Кемерколь
Цель работы	1. Выбор и обоснование наиболее эффективного варианта эксплуатации на период разработки месторождения, обеспечивающий наиболее полное извлечение запасов нефти, и согласование Проекта с органом, уполномоченным в соответствии с действующим законодательством на рассмотрение и согласование проектной и технической документации на разработку месторождений полезных ископаемых. 2. Сбор, систематизация, верификация и анализ всего имеющегося фактического геолого-промыслового материала. 3. Создание компьютерной базы геолого-промысловых, промыслово-геофизических данных, обобщенных результатов исследований керна, проб флюидов.
Законодательная и регламентирующая база	Законодательные и нормативные правовые акты Республики Казахстан, регламентирующие правила недропользования при разработке месторождений полезных ископаемых; Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений
Основное содержание и требования к выполняемой работе	На стадии предпроектной проработки изучить основные положения ранее выполненных НИР по технологическому проектированию и геологическому изучению месторождения и при необходимости определить объем необходимых дополнительных исследований и услуг по интерпретации материалов имеющихся исследований. Определить концептуальные особенности и методические аспекты построения геолого-технологических моделей; геолого-промыслового и технико-экономического обоснования вариантов разработки; технологии и техники добычи нефти и газа, конструкции скважин, производства буровых работ, методов вскрытия пластов и освоения скважин, проектирования системы контроля и регулирования процесса разработки и доразведки месторождения. Отчет выполняется согласно методической рекомендации по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых месторождений, по состоянию на 01.01.2026г., и должен содержать разделы по: • ВВЕДЕНИЕ • ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

	• ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ • ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ • ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ • ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ • ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДОМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН • ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ • ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ • ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ • МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ • РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
Данные и материалы, применяемые в работе	1. Пересчет запасов нефти по состоянию на 01.07.2022г с протоколом ГКЗ; 2. Проектные документ на промышленную разработку месторождения, текущие отчеты по авторскому сопровождению разработки месторождения; 3. Материалы и геолого-промысловая информация за период эксплуатации месторождения. 4. Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь, 2023г. 5. Анализ разработки месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.11.2024г.
Требования к проектной документации	В окончательном виде Отчет представляется: Часть 1. Текстовая часть Часть 2. Графические приложения Графические построения на дату отчетного периода: - карты по отражающим горизонтам; - структурные карты по кровле коллектора; - карты эффективных нефтегазоносных толщин; - схемы обоснования водонефтяных, газонефтяных, газоводяных контактов; - карты изобар с расчетом средневзвешенного давления по эксплуатационному объекту; - карты текущих и накопленных отборов из скважин - карты пробуренных и проектных скважин по вариантам разработки.
Согласование проектной документации	В ходе выполнения работы «Подрядчик» предварительно согласовывает с «Заказчиком» основные положения отчета. В окончательном виде отчет направляется для сведения в контролирующие органы Республики Казахстан в электронном виде
Требования к Потенциальному Исполнителю/Поставщику	1. Иметь лицензию на разработку «Проекта разработки месторождения»: а) Проектирование (разработка комплексной технической, конструкторско-технологической документации, содержащей

	технико-экономическое обоснование, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки, необходимые для изготовления оборудования) - Проектирование (технологическое) горных производств - Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений - Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений - Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата. б) Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды. (Подтверждающие документы предоставить в конкурсной заявке). 2. Предоставить в составе конкурсной заявки подтверждающие документы наличия квалифицированных специалистов (геологов, геофизиков, петрофизиков, разработчиков, экологов и буровиков); 3. При разработке проекта необходимо руководствоваться законодательными и иными нормативными правовыми актами РК; 4. Потенциальный Подрядчик должен иметь лицензированную геологическую и гидродинамическую модель программного обеспечения; (В составе конкурсной заявки предоставить подтверждающие документы). 5. Представить Заказчику календарный план работ для утверждения; 6. Отчет согласовать с Заказчиком; 7. Согласование проекта ОВОС в Департаменте Экологии с проведением общественных слушаний, за счет исполнителя. 8. Отчет направить ЦКРР РК на назначение эксперта. 9. Командировочные расходы в г.Астана и г.Актобе (проживание в гостинице, проезд) за счет исполнителя. 10. Оплата экспертизы проекта независимых экспертов ЦКРР РК за счет заказчика, в том числе проживания, проезд и питания экспертов; 11. Рассмотрение и защита проекта в ЦКРР РК.
Форма представления результата Работ	После получения положительного заключения Отчет направить: ТОО «АП-Нафта-оперейтинг» - 2 экз. на бумажном носителе, и в цифровом виде на CD; Фонды МД «Запказнедра» - 1 экз и в цифровом виде на CD; Фонды «Казгеоинформ» - 1 экз и в цифровом виде на CD; ЦКРР МЭ РК – 1 экз.
Сроки выполнения работ	Рабочих 90-120 дней, после получения необходимых исходных материалов от Заказчика.

РЕФЕРАТ

Работа содержит ... страниц, ... рисунка, .. таблиц, ... табличных приложений и ... графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ПАЧКА, ОТЛОЖЕНИЯ, КОЛЛЕКТОР, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, ЗАКАЧКА ВОДЫ, ДЕБИТ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДЕПРЕССИЯ НА ПЛАСТ, ОПРОБОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, РАЗРАБОТКА, ОБЪЕКТ ЭКСПЛУАТАЦИИ, СОПОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, КРЫЛО, ЗАПАСЫ, ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ, ДЕБИТ, ОБВОДНЕННОСТЬ, НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЕ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ, ДОБЫЧА ВОДЫ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ТОННЫ НЕФТИ, НОРМАТИВЫ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, БУРЕНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Кемерколь компании ТОО «АП-Нафта Оперейтинг».

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.05.2026 г. и охватывает продуктивные горизонты верхнеюрских (горизонт J₃-I) и среднетриасовых отложений (горизонты T₂-I пласт А, T₂-I пласт В, T₂-III, T₂-IV, T₂-V), установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах месторождения.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь»** разработан согласно Договора № 01-АПНО/26 между ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» и ТОО «АП-Нафта Оперейтинг», согласно Технического задания недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г. (26), «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) (25) и «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.) (24).

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна.

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании среднетриасового отложения в 1991г, получен приток нефти дебитом 94,8 м³/сут.

Залежи нефти установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в среднетриасовых отложениях, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Пласт Б горизонта T₂-I водоносный.

В 1990-1993 годах проведены сейсмические исследования МОГТ 2Д.

В 1994 году ТОО «КазНИГРИ» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти залежей среднетриасового отложения» (протокол ГКЗ РК №74-ПЗ от 23.12.1994 г).

В 1994 году IV квартале ГКХ «Акбота» выполнен прирост запасов нефти среднетриасового отложения (протокол №74-ПЗ от 23.12.1994 г).

В 2004 году недропользователем был ТОО «Saga Creek Gold Company» согласно Контракта на разведку №1580 от 18.11.2004 г.

В 2005 году согласно Дополнения №1 (рег.№1832 от 15.09.2005г) к контракту права недропользования переданы ТОО «Viktoria Energy Central Asia».

В 2005 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен проект разведки месторождения Кемерколь, проектом предусматривалось бурение 10 скважин (протокол «Запказнедра» №136/2005 от 13.09.2005г).

В 2006-2010 годах пробурены 7 скважин (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из них в двух скважинах (9БИС, 73) при опробовании получены притоки нефти из среднетриасового отложения.

В 2006 году АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсмические исследования МОГТ-3Д в объеме 116,55 кв.км. В результате проведенных работ было уточнено геологическое строения надсолевых и подсолевых отложений контрактной

территории.

В 2007 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен «Проект пробной эксплуатации» (протокол ЦКРР РК №44 от 13.07.2007г).

В 2008 году согласно приказа МЭ и МР о признании недействительным передача прав ТОО «Viktoriya Energy Central Asia» согласно решению суда от 06.03.2008г и приостановлением ГРР и ввода месторождения во временную консервацию.

В 2009 году МЭ и МР утверждено Дополнение №2 (рег.№3021 от 23.02.2009г) к контракту №1580, согласно которому права на недропользования от ТОО «Saga Creek Gold Company» передана ТОО «Бакыт Тау».

В 2010 году ТОО «Центр Консалтинг» выполнена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое строение контрактной территории.

В 2012 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект оценочных работ», где предусматривалось бурение одной оценочной скважины (протокол ЦКРР РК №28 от 15.11.2012г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №17-02-852-И от 28.11.2012г).

С июня 2008 года по январь 2017 год месторождение находилось в консервации.

Период разведки продлен до 01.03.2019г согласно Дополнения №5 (рег.№4289-УВС-МЭ от 08.04.2016 г) к контракту №1580.

В 2016 году права недропользования на контрактной территории Кемерколь от ТОО «Бакыт Тау» перешли к ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Дополнения №6 (рег.№4315-УВС-МЭ от 30.06.2016г) к контракту №1580.

Недропользователем месторождения Кемерколь является ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Контракта №1580 от 18.11.2004г на проведение на разведки и добычи углеводородного сырья до 12.09.2022г.

Границы месторождения определены геологическим отводом и 3 участками горного отвода. Площадь геологического отвода составляет 57,727 км² и глубина разведки до фундамента. Общая площадь горного отвода 7,273 км² и глубина разработки – абсолютная отметка минус 1577,6 м.

Период разведки на контрактной территории продлевался 3 раза. Последнее продление 2021 году Дополнение №11 с регистрационным №4903 от 25.03.2021 года к контракту №1580 от 18.11.2004 г на проведение разведки углеводородного сырья.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

В 2016 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнена «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д...» (протокол МД «Запказнедра» №24/2017 от 28.02.2017г). По результатам выполненных работ построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V

(подошва нижней юры), ТЗ-1, ТЗ, Т2-1, Т2-2, Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т2-6, Т1 (в толще средний триас), VI (кровля соли), VI-1 (кровля соли в подкарнизной части).

В 2016 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту оценочных работ» (протокол ЦКР РК №75/23 от 19.08.2016г и письмо комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-1804-и от 16.09.2016г).

В 2016-2017 годах пробурены 7 оценочных скважин (75, 76, 77, 81, 82, 83, 84), из них в скважинах 75, 76, 77, 81, 83, 84 при опробовании из среднетриасового отложения получены притоки нефти.

В 2017 году на основе «Дополнения к проекту пробной эксплуатации на месторождении Кемерколь» (протокол ЦКР РК №80/17 от 23.12.2016г и письма комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-167-И от 19.01.2017г) возобновлена пробная эксплуатация. Согласно проекту, расконсервированы 2 скважины (20,73) и из бурения в эксплуатацию введены 2 скважины (75,77).

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по результатам бурения 28 скважин по продуктивным горизонтам Т₂-I, Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождении Кемерколь Атырауской области РК по состоянию на 01.04.2017г» (протокол ГКЗ РК №1840-17-П от 17.08.2017г). На государственный баланс приняты запасы нефти: по категории С₁ – 1719 тыс.т геологических и 350 тыс.т извлекаемых, по категории С₂ – 458 тыс.т геологических и 70 тыс.т извлекаемых.

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ на месторождении Кемерколь». Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин 85, 86 проектными глубинами 2500±250 м и скв.78 проектной глубиной 1500±250 м и углубление пробуренной скважины 76 до проектной глубины 2500±250 м (протокол ЦКРР РК №88/9 от 24.08.2017г и письмо комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-1897-и от 28.09.2017г). В декабре 2017 года скважина 76 была углублена до глубины 2200 м для поиска уледородов на подкарнизные пермтриасовые отложения, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось из-за прихвата бурового инструмента в интервале 1800-2200 м, скважина была ликвидирована по техническим причинам.

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №89/14 от 29.09.2017г и письмо комитета геологии МИИР РК 27-5-2063-и от 25.10.2017г).

В 2018 году в скважине 76 пробурен боковой ствол 76Б, где при опробовании интервала 1624-1626м получен приток нефти дебитом 4,6м³/сут.

В 2018 году ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" по результатам бурения 29 скважин по продуктивным горизонтам Т₂-I, Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V составлен «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С₁ и С₂ составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и

11,1/1,27 млн.м³ (протокол №1992-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018г).

В 2018 году ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" составлен «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (протокол ЦКРР РК № 6/11 от 20.12.2018г).

В 2018 году составлен «Проект разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 01.12.2018г» (протокол ЦКРР РК № 8/3 от 01.03.2019г).

В октябре 2019 года пробурены скважины 92, 93, 95: в скважинах 92, 93 при опробовании получены притоки нефти с водой (в скв.92 - $Q_n=1,0$ м³/сут $Q_v=0,5$ м³/сут, в скв.93 - $Q_n=13,6$ м³/сут $Q_v=0,4$ м³/сут), в скважине 95 получен приток воды дебитом 0,1 м³/сут.

В 2020 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Анализ разработки по среднетриасовым нефтеносным горизонтам месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №11/9 от 18.02.2021г).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг» (письмо МД «Запказнедра» №26-10-4-1848 от 02.11.2021г, письмо ТОО «РЦГИ «Казгеоинформ» №26-14-021-1391 от 22.11.2021г). По результатам этих работ были выполнены структурные построения по 6 отражающим горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 и T2 - в толще среднем триасе; VI - кровля соленосных отложений кунгура; VI-1 - подошва соли - кровля подкарнизных терригенных отложений, VI-2 - кровля соли под карнизом.

В 2021 году составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г» (протокол ЦКРР РК № 21/5 от 14.12.2021г). Проектом на 2022 год проектируется вместо бурения 6 оценочных скважин (78, 86, 87, 88 – на пермотриасовых отложениях и скважины 67, 71 – на юрских и триасовых отложениях), предусмотренных Проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (ПР-2018г), пробурить 6 оценочных скважин, из которых 3 скважины независимые (78, R101, R102 – в отложениях перми) и 3 скважины – зависимые (R103, R104, R105 – в пермотриасовых отложениях).

С марта-июне 2022 года пробурены 2 оценочные скважины (R101, R102), из них в скважине R101 при опробовании интервала 1217-1219 м получен приток нефти с водой.

В настоящее время в промышленной разработке находятся залежи нефти среднетриасового отложения: на северо-западном крыле горизонт T₂-I пласт А (скв.4), горизонт T₂-I пласт В (скв.81, 82, 83, 84, 93), горизонт T₂-II (скв.77, 92) и на юго-западном крыле горизонт T₂-I пласт В (скв.20, 73, 75).

В 2022 г.ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.07.2022 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям

C_1 и C_2 составили соответственно 2353/588 и 652/28,7 тыс.т, растворенного газа – 28,8/8,1 и 11,8/0,67 млн.м³ (Протокол ГКЗ РК №2457-22-У от 26.09.22г).

В 2023 году ТОО «Смарт Инжиниринг» выполнено «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 02.01.2023 г.». (ЦКРР РК № 42/9 от 24.08.2023г).

После Дополнение к проекту разработки на месторождении было пробурены три скважины R-105, R-106 и оц-107. В скважине R-105 проведено испытание в интервале 1086,7-1088,2 м, где получен нефть дебитом 3,6м³/сут. В скважине R-106 проведено испытание в интервале 1195,5-1196,3м, 1204,1-1204,6м, 1207,8-1208,4м. 1209,5-1210,3м, где получен расчетный дебит жидкости составляет 1,7м³/сут. Также проведены физико-химический анализ поверхностной пробы нефти в скважинах 4, 9, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R104, R105, R106 физико-химический анализ пластовой воды в скважинах 4, 9, 9 БИС, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R102, R104, R105, R106 стандартные и специальные анализы керн в скважинах R105. Керновой материал, отобранный со скважин R106 и 107оц в объеме 15,49м и 53,4м соответственно, на данный момент находится на исследовании в лаборатории ТОО «Stratum CER».

В 2024 г разработан и защищен на ЦКРР РК «Анализ разработки...» выполненный по состоянию на 01.11.2024 г, в рамках которого утверждены показатели на 2024-2026 гг (протокол №57/16 от 21-22 ноября 2024 г).

В настоящей работе приведена характеристика геологического строения месторождения, представлены фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях, а также рассмотрено текущее состояние запасов нефти и растворённого газа.

Выполнен комплексный анализ текущего состояния разработки месторождения, дана оценка реализации ранее принятых проектных решений, проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. На основании результатов анализа обоснованы исходные данные для выполнения технологических расчётов.

В рамках настоящего проектного документа обосновано выделение эксплуатационных объектов разработки и рассмотрены два варианта дальнейшего освоения месторождения. По результатам проведённой технико-экономической оценки к реализации рекомендован первый вариант, обеспечивающий наиболее эффективные технико-экономические показатели и рациональное вовлечение запасов в разработку. Также предложен комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности системы разработки месторождения.

Отдельное внимание уделено вопросам техники и технологии добычи нефти и газа. Сформированы рекомендации по выбору способов эксплуатации скважин, системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также требования к бурению проектных скважин, вскрытию продуктивных пластов и освоению скважин. Разработаны мероприятия по контролю разработки месторождения и эксплуатации скважин, охране недр и обеспечению экологической безопасности при ведении нефтепромысловых работ.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км (рис.1.1).

Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау. Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань - Актобе, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м. Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом (максимальная температура +45 °С), малоснежной холодной зимой (до -35°С -40°С). Количество осадков не превышает 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскисающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми. Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы.

Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное.

Своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло-каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м. Растительность бедная, исключительно травянистая. Покров почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Месторождение Кемерколь расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Месторождение открыто в феврале 1991 года, когда при опробовании скважины 4 из отложений среднего триаса получен приток нефти дебитом $94,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$

По состоянию на дату отчёта новые скважины не были пробурены

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. в пределах месторождения Кемерколь пробурено всего 35 скважин. Эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен 17 скважинами, из которых 15 скважин числятся в действующем фонде и 2 скважины находятся в бездействии. Действующий фонд скважин эксплуатируется механизированным способом – штанговыми глубинно-насосными установками (ШГН)-одиннадцать единиц и 4 скважины эксплуатируются винтовыми насосами (ВН), 7 скважины находятся в консервации. Нагнетательный фонд на месторождении представлен одной скважиной 45н. Ликвидированы по геологическим причинам 7 скважин.

Ниже приводится краткое изложение особенностей геологического строения рассматриваемого месторождения.

Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении бурением вскрыты отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

Характеристика разреза осадочных отложений месторождения приводится на основании комплекса ГИС, проведенного в пробуренных скважинах, описания и лабораторных исследований кернового материала.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты стратиграфические разбивки ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Палеозойская группа – PZ

Нижний отдел - P₁

Кунгурский ярус - P_{1k}.

Отложения кунгурского яруса представлены мощной толщей каменной соли, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования, выделяемые как гипсово-ангидритовая толща, сложенной ангидритами, алевролитами.

Соль полупрозрачная, белая, прозрачная, разнокристаллическая (мелко-средне-крупнокристаллическая), плотная, средней крепости.

Ангидрит белый, светло-серый, пелитоморфный, плотный, средней крепости.

Алевролит кварцевый, светло-серый со слабым светло-коричневым оттенком, тонкозернистый, массивный, плотный, средней крепости, на глинистом цементе порово-базального типа.

Толщина кунгурского яруса изменяется от 12,0 м (скв.70, 81) до 324,5 м (скв.85). В кровле кунгурского яруса прослеживается отражающий горизонт VI.

Мезозойская группа - MZ

Триасовая система – Т

В пределах площади триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми и представлены осадками только среднего отдела.

Средний отдел – Т₂

Отложения среднего триаса сложены преимущественно песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески темно-коричневые, светло-зеленые, зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, местами алевроитистые, слюдистые, кварцевые слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые, светло-серые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, крепкие, местами рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины пестроцветные, светло-, тёмно-зеленые, красновато-коричневые, темно-коричневые, бурые, плотные, слабоизвестковистые, слюдистые, аргиллитоподобные, алевроитистые, местами песчанистые.

Микрофаунистически отложения среднего триаса характеризуются фораминиферами в скважинах 72, 73, 75. Встречены фораминиферы: *Psammospaera bulla* Voronov, *Rhabdammina cylindrica* Glaessner, *Bathysiphon nodosariaformis* Subbotina, *Astrorhizoides* aff. *cornutus* (Brady), *Bathysiphon* sp., *Saccamina arctica* Gerke, *Saccamina* aff. *ampulacea* Schleifer, *Saccamina* cf. *tymjatiensis* Schleifer, *Saccamina* sp., *Hyperammina perelegans* Kotschetskova, *Hyperammina proneptis* Schleifer, *Hyperammina* cf. *neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina* sp., *Reophax* sp., *Hyperamminoides* aff. *elegans* Cushman et Waters, *Rhizammina indivisa* Brady, *Haplophragmoides* sp., *Trochammina* sp., *Ammobaculites* sp., *Ammodiscus* aff. *varians* Kaptarenko, *Psammospaera fusca* Schulze, *Saccamina parwula* Gerke, *Thurammina* aff. *Papillata* Brady, *Thurammina* sp, *Reophax* sp, *Rhabdammina* sp.

Толщина среднетриасовых отложений - от 158 м (скв.75) до 929 м (скв.10).

К среднетриасовым отложениям приурочены продуктивные горизонты Т₂-I (пласты А, В), Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V. Пласт Б горизонта Т₂-I водоносный.

Юрская система - J

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижний, средний, верхний.

Нижний отдел – J₁

Отложения нижней юры сложены песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески светло-зеленые, зеленые, серые, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, крепкие, глинистые, рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины светло-, тёмно-зеленые, пестроцветные, бурые, коричневые, плотные, аргиллитоподобные, известковистые, слабослюдистые, алевроитистые с прослоями

песка.

Толщина отложений нижней юры – 44 м (скв.75) – 88 м (скв.2). К подошве нижнеюрских отложений приурочен отражающий горизонт V.

Средний отдел – J₂

В нижней части разреза отложений средней юры залегают глины буровато-серые, темно-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, алевритистые, песчанистые, слабопесчанистые, слюдистые, известковистые, с включением мелких обугленных растительных остатков. Выше по разрезу глины чередуются с прослоями серых крепких, среднезернистых песчаников и среднезернистых кварцевых песков той же окраски. Ближе к верхам толщи появляются прослои (10-15 см) темно-бурых углей. Заканчивается разрез пачкой мелкозернистых песков и алевролитов.

Микрофаунистически отложения средней юры характеризуются фораминиферами в скв.66. Встречено небольшое количество песчаных фораминифер: *Psammosphaera fusca* Schulze, *Hyperammina odiosa* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina aff. neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperamminoides* sp., *Reophax* sp., *Haplophragmoides* sp., *Saccammina ampullacea* Schleifer, *Saccammina sphaerica* M. Sars, *Saccammina* sp., *Hyperammina* sp.

Также определен спорово-пыльцевой комплекс. В споровой части спектра определены следующие споры: *Leiotriletes*, *Cyathidites*, *Osmundacidites* с видами *O. jurassicus* (Kara-Murza) Kuzitschkina, *Osmundacidites kugartensis* Kuzitschkina, *O. wellamanii* Couper, *O. bulbosa* (Mal.) Bolch., *Converrucosisporites* sp., *Duplexisporites anagramensis* (Kara-Murza) Semenova, *Neoraistrickia* sp.

В пыльцевой части спектра многочисленна пыльца рода: безмешковой пыльце типа *Jnaperturopollenites* – *Araucariacites*, *Jnaperturopollenites dubius* (Potonie et Venitt) Thomson et Pflug., *Perinopollenites elatoides* Couper, *Jnaperturopollenites magnus* (Potonie) Thomson et Pflug., *Psophosphaera* sp., *Araucariacites* sp., *A. australis* Cookson, *A. limbatus* (Balme) Habib, двухмешковых хвойных *Disaccites* gen. sp. и *Pinaceae* (*Pinuspollenites* sp., *Piceapollenites* sp., *Pvariabiliformis* (Bolchovitina) Petrosjanz, *Podocarpidites* sp., *Podocarpidites proximus* (Bolch.) Petrosjanz).

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 199,8 м (скв.18) до 452 м (скв.34).

Верхний отдел - J₃

Отложения верхней юры представлены в нижней части зеленовато-серыми, серыми, плотными, песчанистыми, известковистыми глинами с прослоями желтых кварцевых песков, песчаников и мергелей с включением обломков раковин. В верхней части разреза отмечаются прослои серовато-белых песков и светло-серых, крепких известняков.

Микрофаунистически отложения верхнеюрские отложения характеризуются фораминиферами в скважине 62. Встречены единичные песчаные фораминиферы: *Astrorhizoides aff. cornutus* (Brady), *Psammosphaera fusca* Schulze, *Saccammina ampullacea* Schleifer, *Thurammina* sp., *Reophax* sp., *Nubecularia* sp., *Saccammina* sp., *Rhizammina* sp., *Marsipella* sp., *Haplophragmoides* sp.

К верхнеюрским отложениям приурочен продуктивный горизонт J₃-I.
Толщина отложений верхней юры - от 25 м (скв.45) до 44 м (скв.2, 10).

Меловая система – К

В строении района и месторождения участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

Нижний отдел – К₁

Нижнемеловые отложения представлены готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

Готеривский ярус – К_{1g}.

В состав яруса включены пелециподовая и песчано-глинистая свиты.

В основании *пелециподовой свиты* залегает слой (0,2 м) лиловато-серых мергелей, перекрытых серыми с зеленоватым оттенком плотными плитчато-слоистыми глинами. Выше глины сменяются пачкой тонкозернистых, зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых песков с прослоями песчаников и включениями глинистой гальки.

Песчано-глинистая свита представлена светло-серыми глинами с многочисленными прослоями буровато - серых мелкозернистых, косослоистых песков.

Толщина отложений яруса изменяется от 55,6 м (скв.18) до 76 м (скв. 95). К подошве готеривского яруса приурочен отражающий горизонт III.

Барремский ярус – К_{1br}.

К ярусу относится толща пестроцветных пород. В нижней части разреза они представлены косослоистыми, средне- и мелкозернистыми кварцевыми, желтовато-серыми, слабоуплотненными, слюдистыми песками. Выше по разрезу темно-серые, мелко-среднезернистые, слабоуплотненные, кварцево-полевошпатовые, слюдистые пески сменяются пестроцветными, плотными, известковистыми глинами, голубовато-зелеными, глинистыми, слабослюдистыми алевролитами и темно-серыми, мелко-, среднезернистыми, крепкими песчаниками.

Толщина яруса - 96 м (скв.51) - 178,5 м (скв.59).

Аптский ярус – К_{1a}.

В основании аптского яруса прослеживается горизонт галечника с крупной галькой и полуокатанными обломками метаморфических и изверженных пород. Выше залегают буровато-серые, буровато-зеленые и коричневые, тонкозернистые, глинистые пески с прослоями темно-серых, черных, плотных, известковистых глин с включением мелких обуглившихся растительных остатков. На толще песков залегают темно-серые и черные глины с присыпками алевроитов, известняка и известковистого, серого, мелкозернистого песчаника.

Толщина яруса - 53 м (скв.20) – 104 м (скв.10,11).

Альбский ярус – К_{1al}.

Отложения альбского яруса представлены глинами, песками, алевролитами, песчаниками.

Глины темно-серые, плотные, слабопесчанистые, слюдистые, известковистые, с включениями мелких обуглившихся растительных остатков. В основании глин повсеместно наблюдаются прослои зеленовато-серого, глауконитового песка со стяжениями фосфоритов и с аммонитами плохой сохранности.

Пески мелко-, среднезернистые, кварцево-палевошпатовые, рыхлые, слюдистые. В основании песков прослеживается буровато-серый конгломерат, состоящий из кварцевой и глинистой гальки, местами переходящей в грубозернистый песчаник или гравелит, цементом выступают гидроокислы железа.

Алевриты темно-серые с зеленоватым оттенком, палевошпатовые, на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, мелко-, среднезернистые, крепкие на карбонатном цементе с включениями и отпечатками обуглившихся растительных остатков.

Толщина яруса варьирует от 103 м (скв.32) до 283,5 м (скв.20).

Верхний отдел – K₂

Литологически отложения верхнего мела представлены глинистыми мергелями, зеленовато-серыми, с прослоями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела. Глины с прослоями песков, алевритов и песчаников.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 33,5 м (скв.20) до 116 м (скв.2).

Кайнозойская группа - KZ

Неоген-четвертичная система – N-Q

Литологически она представлена глинами серыми, серовато-зелеными местами известковистыми, загипсованными, песчанистыми, суглинками и супесями грязно-серыми, темно-бурыми, плотными с включениями щебенки и гравия. Толщина отложений - от 10 м до 20 м.

Тектоника

Месторождение Кемерколь находится в пределах юго-восточной периферии Астраханско-Актюбинской системы поднятий, где отметки поверхности фундамента увеличиваются с северо-востока от глубин -9,0 км до -10,0 км.

Месторождение Кемерколь приурочено к восточному борту Нармунданакского поднятия.

В 2006 году по заказу ТОО «VictoriaEnergyCentralAsia» на месторождении Кемерколь АО «Азимут Энерджи Сервисез» были проведены сейсморазведочные работы 3Д МОГТ в объеме 116,6 кв.км с использованием вибросейсмических источников. Комплексная обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д проводилась в PGS GIS в г.Алматы. Были построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, T2, V, III и выделены нефтегазоперспективные объекты в надсолевых отложениях.

В 2016 году ТОО «ReservoirEvaluationServices» выполнены переобработка и переинтерпретация данных МОГТ 3Д в комплексе с данными бурения скважин. По результатам выполненных работ построены структурные карты по отражающим

горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще среднего триаса), VI (кровля соли).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» была осуществлена переобработка и интерпретация вышеназванных сейсмических работ 3Д в объеме 100 кв.км и составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг». Структурные построения были выполнены по горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 - горизонт в толще среднего триаса; T2 - горизонт в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура.

В пределах контрактной территории поверхность соли в сводовой части соляного ядра Кемерколь вскрыта бурением на абсолютных отметках от -913м до -1538 м. Ряд скважин, пробуренных на некотором удалении от свода купола, остановлены бурением в триасовых отложениях на глубинах от 1300м до 2000 м.

Отражающий горизонт VI, (рис.2.1.1) характеризующий поверхность кунгурской соли, и представляет собой обширное поднятие, осложненное двумя сводами - с различными углами падения крыльев. Размеры сводов по изогипсе -800 м и -900 м составляют 3,75 x 2,75 км и 3,25 x 1,87 км, высота сводов до 250 м. Северо-восточная опущенная часть структуры очень пологая, почти плоская. В периферийной восточной части отмечается мульдовая зона глубиной до -4800 м.

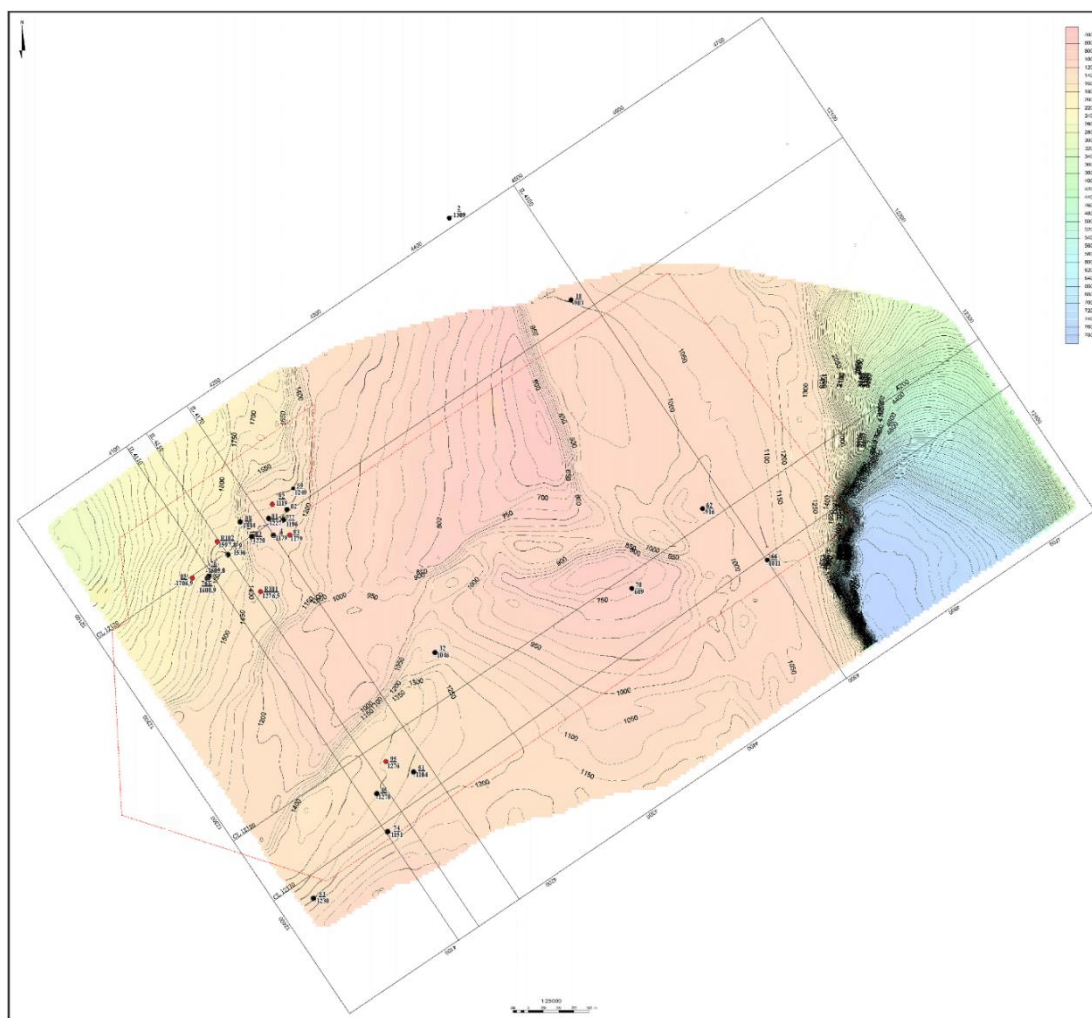


Рисунок 2.1.1 Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля соли)

В толще среднетриасовые отложения выделены 9 сейсмических отражающих горизонтов (ТЗ-1, ТЗ, Т2-1, Т2-2, Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т2-6, Т1), которые прослеживаются по контрактной территории спорадически.

По данным бурения и комплекса ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в отложениях среднего триаса в пределах северо-западного и юго-западного крыльев и в отложениях верхней юры на юго-восточном крыле структуры Кемерколь.

К отложениям среднего триаса приурочены продуктивные горизонты Т₂-I (пласты А, В), Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V, к отложениям верхней юры приурочен продуктивный горизонт J₃-I.

Структурные карты по отражающим горизонтам ТЗ, Т2-5, Т-1 характеризуют геологическое строение кровли продуктивных горизонтов Т₂-I (пласт А), Т₂-III, Т₂-V.

Структурные карты по отражающим горизонтам Т2-1, Т2-3 и Т2-6 характеризуют геологическое строение подошвы соответственно Т₂-I (пласт В юго-западное крыло), Т₂-I (пласт В северо-западное крыло) и Т₂-III продуктивных горизонтов.

Отражающий горизонт ТЗ-1 развит в пределах восточной части площади (рис.

2.1.2). По поверхности горизонта выделяется структура примыкания, ограниченная с востока уступом соли. Центральная часть структуры осложнена тектоническими нарушениями. Свод структуры в районе скважины 18 по изогипсе -700 м имеет размеры $2,0 \times 1,75$ км, высоту 75 м.

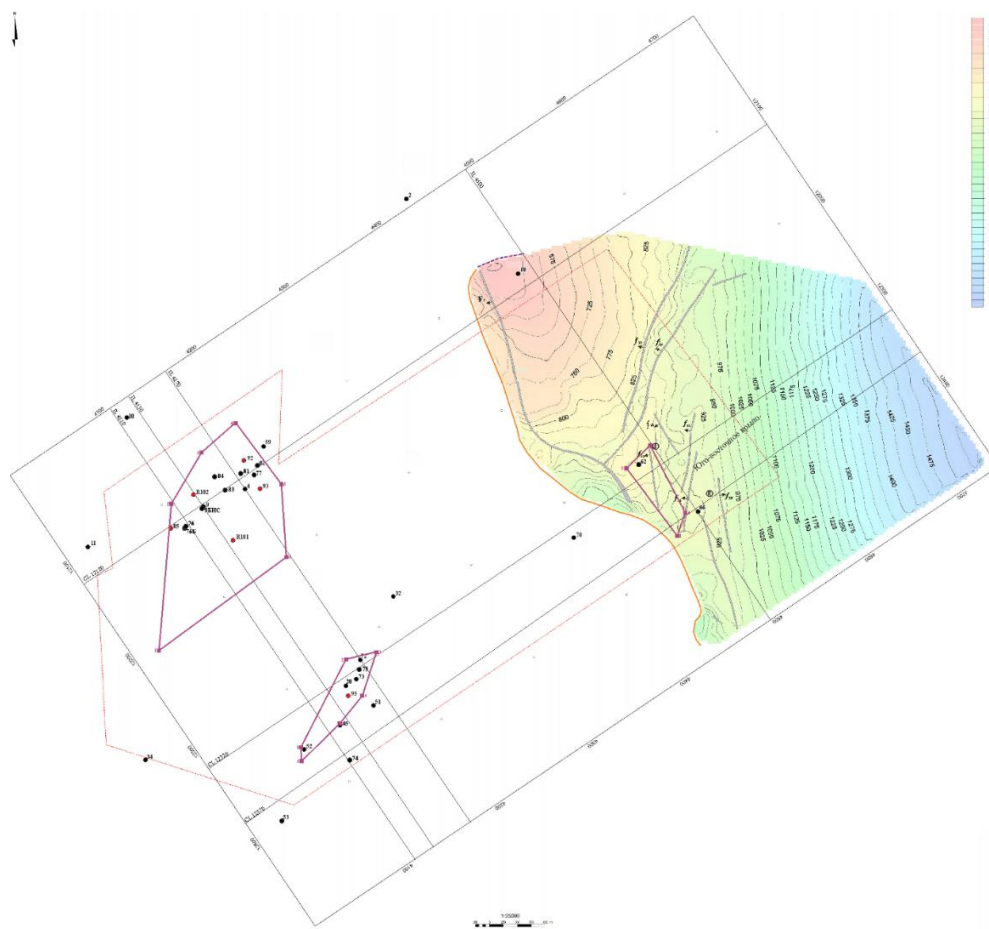


Рисунок 2.1.2 Структурная карта по ТЗ-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающий горизонт ТЗ развит почти на всей площади, за исключением части юго-западного крыла, также приурочен к среднетриасовым отложениям (рис. 2.1.3). На всех крыльях по поверхности горизонта выделяются структуры примыкания, отчасти ограниченные стратиграфическим и литологическим несогласиями. К данному отражающему горизонту приурочена залежь нефти T_2-I (пласт А) в скважинах 4, 77, 81, 82, 92, 93 северо-западного крыла структуры Кемерколь, в остальных скважинах (9, 9БИС, 10, 11, 83, 84, R102) пласт А горизонта T_2-I выклинивается под отложения нижней юры. Размеры структуры $2,75 \times 0,75$ м, высота 75 м.

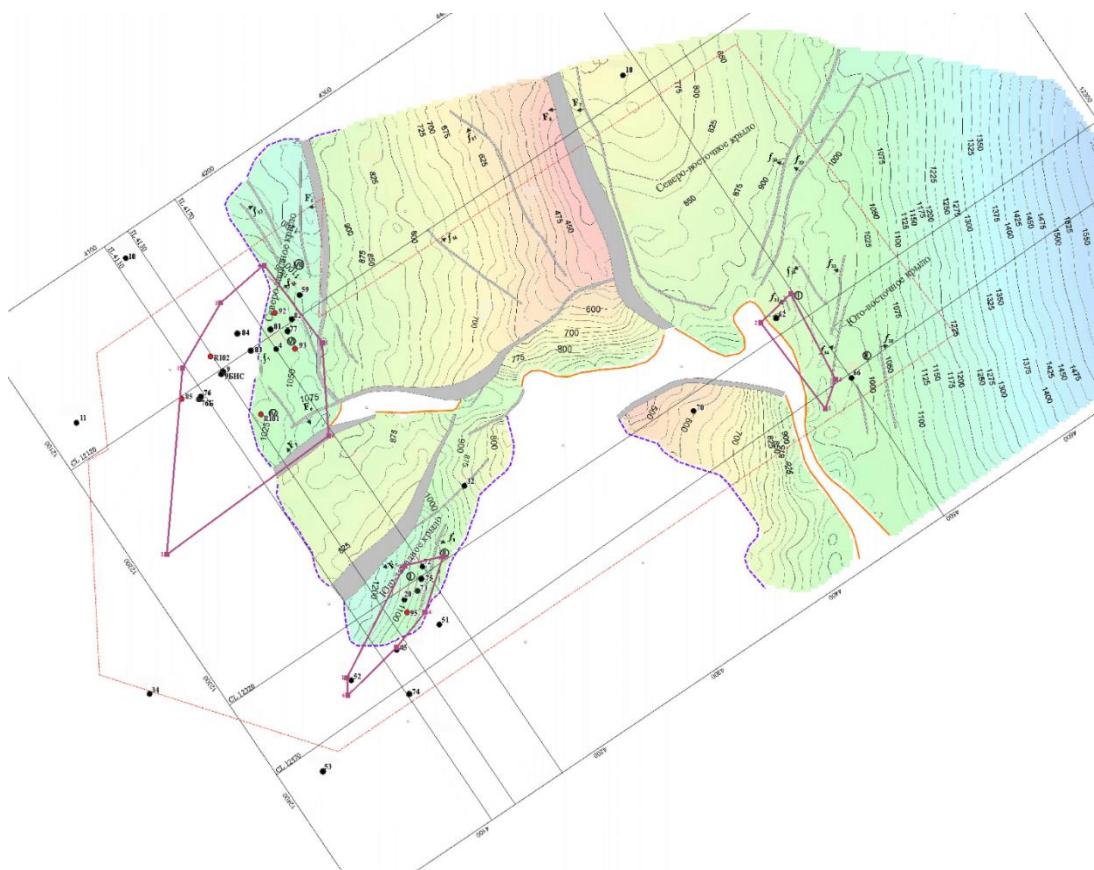


Рисунок 2.1.3 Структурная карта по ТЗ отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающие горизонты T2-1, T2-2 занимают юго-западную часть контрактного участка юго-западного крыла структуры (рис. 2.1.4 и 2.1.5). К отражающему горизонту T2-1 приурочена залежь нефти Т₂-I (пласт В) в скважинах 20, 73, 75, 95. В районе скважин 20, 73, 95 по ОГ-T2-1 размеры структуры по изогипсе -1150 м составляют 1,6 x 0,2 км, высота 25 м, по ОГ-T2-2 размеры структуры по замкнутой изогипсе -1275 м - 1,7x0,3 км, высота 75 м.

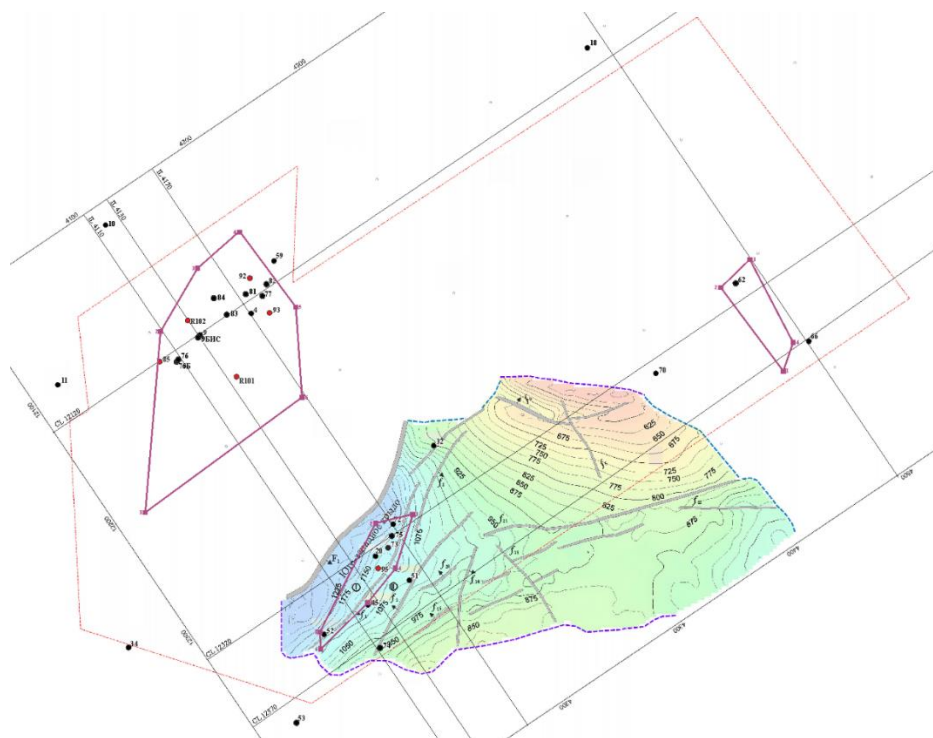


Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по Т2-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

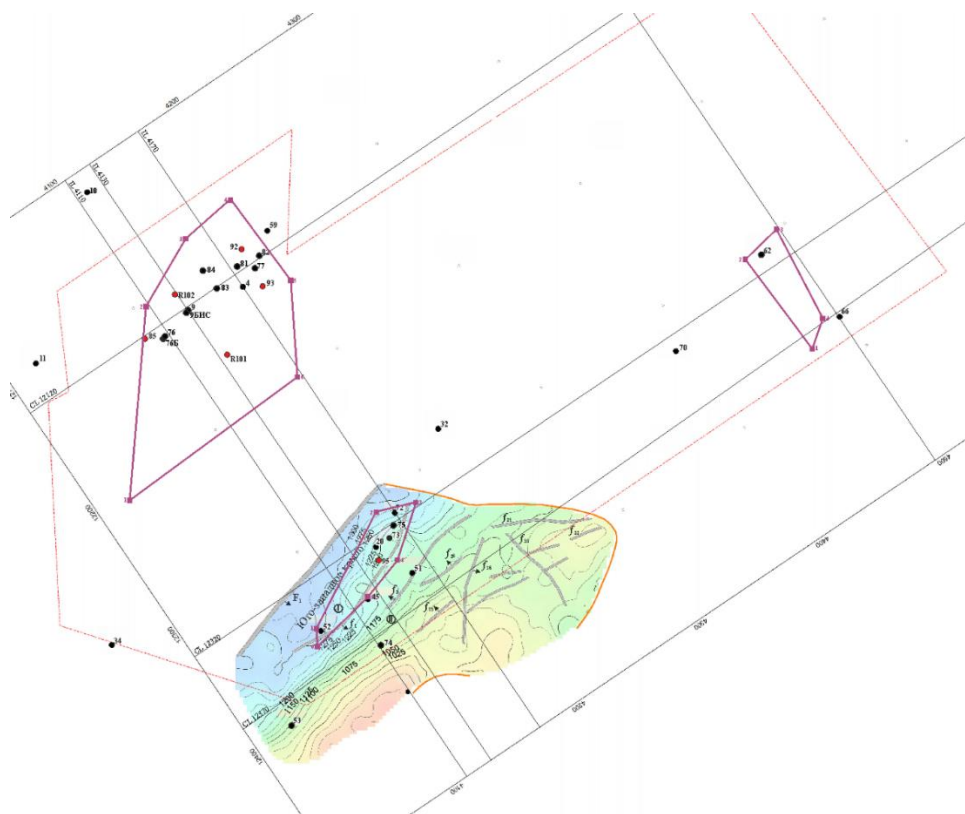


Рисунок 2.1.5 - Структурная карта по Т2-2 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающие горизонты Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т1 почти повторяют строение горизонта Т2-6, смещаясь лишь гипсометрически и незначительно сдвигаясь по оси. К отражающему горизонту Т2-3 приурочены залежи нефти продуктивных горизонтов Т₂-I (пласт В) и Т₂-II в скважинах 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101 северо-западного крыла. По ОГТ2-3, который характеризует строение залежей нефти в районе скважин: 77, 81, 82, 92, 93 (блок VI); 83, 84 (блок III), R101 (блок IV), размеры структуры составляют - по блоку VII по изогипсе - 1135 м – 1,4х0,6 км, высота 20 м, по блоку IV по изогипсе -1155 м – 1,5 х0,9 км, высота 60 м и блоку II по изогипсе -1155 м – 1,4 х0,3 км, высота 20 м. По ОГ-Т2-4 в р-не скважин 9, 9БИС размеры структуры по изогипсе -1200м составляют 1,5 х 0,5 км, высота 125 м. К ОГ Т2-5 приурочена залежь нефти горизонта Т₂-III в скважинах 9, 9БИС, 84 (блок III) размеры структуры по изогипсе -1300 м - 2,5 х 0,8 км высота 125 м и в скважине R102 (блок II) размеры структуры по изогипсе -1350м - 2,8 х 0,3 км высота до 125 м, по ОГ-Т1 размеры структуры по изогипсе -1900 м – 3,8 х 1,1 км, высота до 225м.

Отражающий горизонт Т2-6 прослежен в северо-западной части контрактного участка северо-западного крыла структуры, которая разбита разломами на блоки, в центральной части примыкает - к уступу соли (рис. 2.1.6).

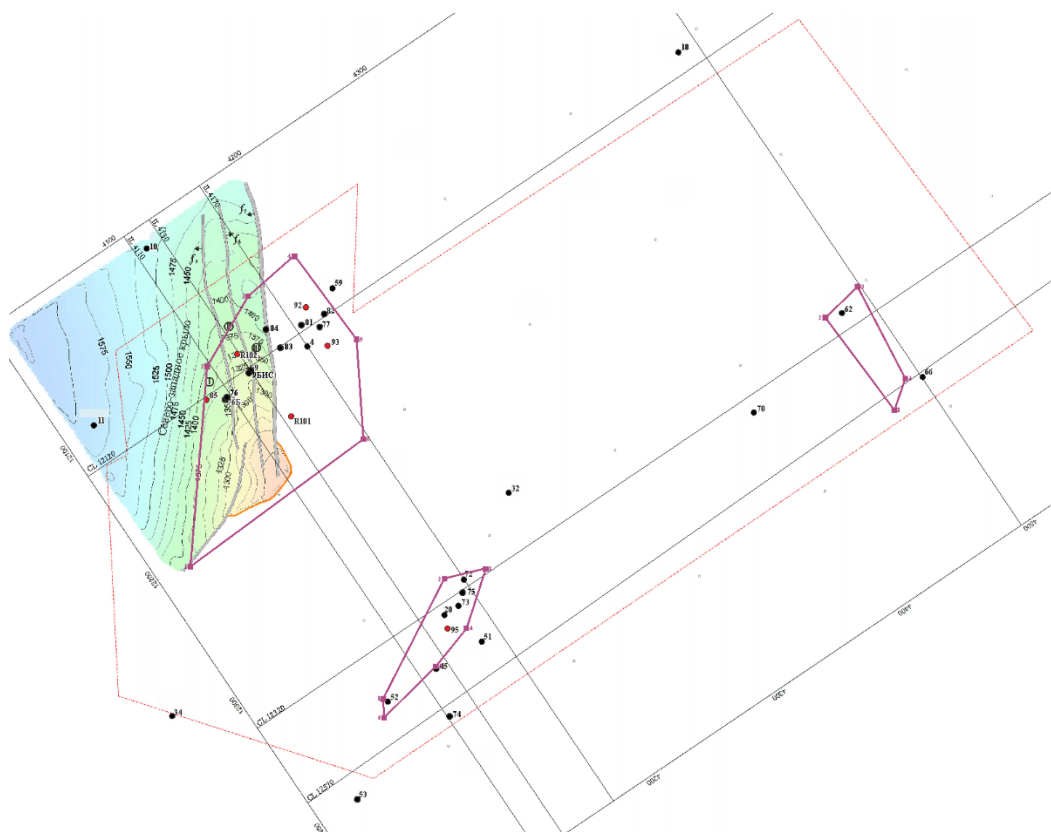


Рисунок 2.1.6 - Структурная карта по Т2-6 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

К данному отражающему горизонту приурочены залежи нефти Т₂-IV, Т₂-V в скважинах 76, 76Б северо-западного крыла. В районе скважин 76, 76Б (блок I) по замыкающей изогипсе -1475 м размеры структуры - 4,9 x 1,0 км высота до 150 м. Размеры структуры в районе скв.9, 9БИС, 84 (блок III) по изогипсе -1400 м составляют 1,1 x 0,5 км, высота до 75 м.

Структура Кемерколь по юрско-меловому комплексу системой тектонических нарушений разбита на северо-западное, юго-западное, северо-восточное и юго-восточное крылья. В качестве самостоятельного элемента следует выделить дугообразный грабен, простирающийся с юго-востока в виде дуги до центра купола и далее на запад.

По отражающему горизонту V (подошва нижнеюрских отложений) структура осложнена дизъюнктивной тектоникой, что обусловило четырехлучевое строение купола. (рис. 2.1.7).

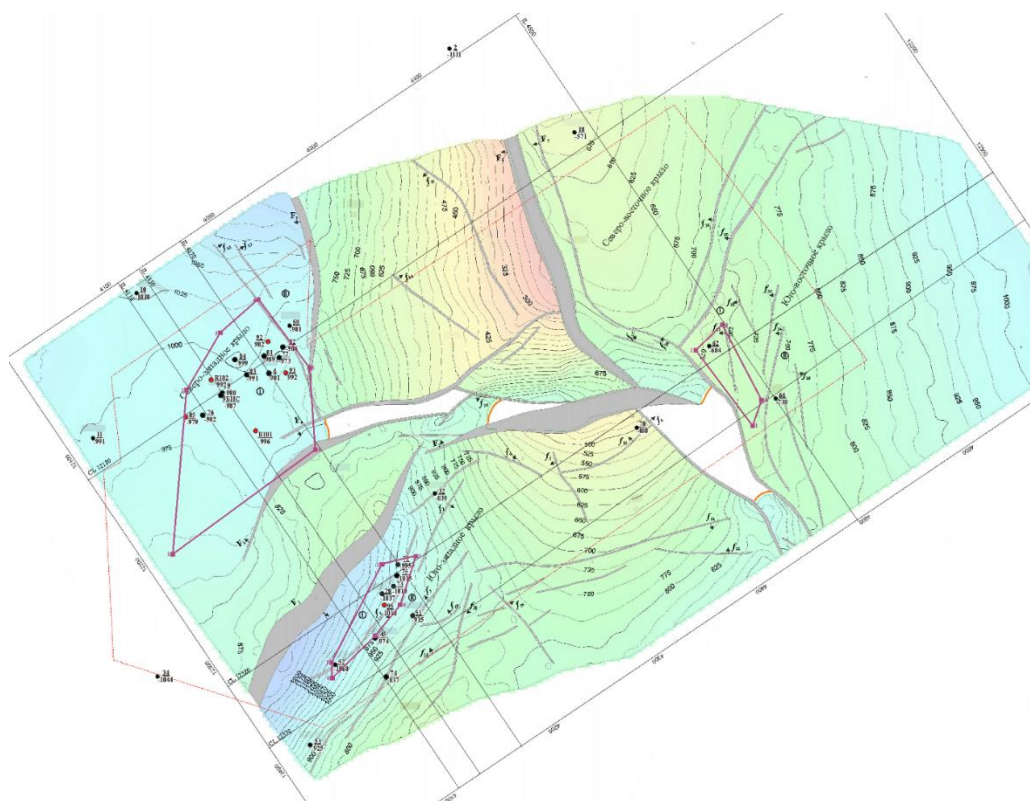


Рисунок 2.1.7 - Структурная карта по V отражающему горизонту (подошва юры)

Разнонаправленными тектоническими нарушениями выделяются четыре крыла (северо-западное, юго-западное, северо-восточное, юго-восточное), каждое из которых, в свою очередь, осложнено множеством мелких разломов.

Северо-западное крыло, ограниченное с востока крупным разломом, приуроченным к борту соляного поднятия, наиболее поднятое, где пробурены скважины 4, 9, 9БИС, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R102.

Юго-западное крыло образует полусвод на глубине -700 м. Крыло отделяется от северо-западного крыла узкой полосой грабена, внутри которого также образованы полуантиклинальные более мелкие структуры, примыкающие к разломам. На западной части крыла пробурены скважины 20, 45, 51, 52, 53, 72, 73, 74, 75, 95.

Северо-восточный и юго-восточный опущенные крылья характеризуются более пологими углами склонов. Гипсометрические отметки V отражающего горизонта варьируют по всей площади от -250 м до -1100 м.

В толще среднеюрских отложений прослежены сейсмические отражающие горизонты J2, J2-2, структура которых повторяет в плане строение нижележащего отражающего горизонта - осложнена разнонаправленными тектоническими нарушениями (рис.2.1.8, 2.1.9).

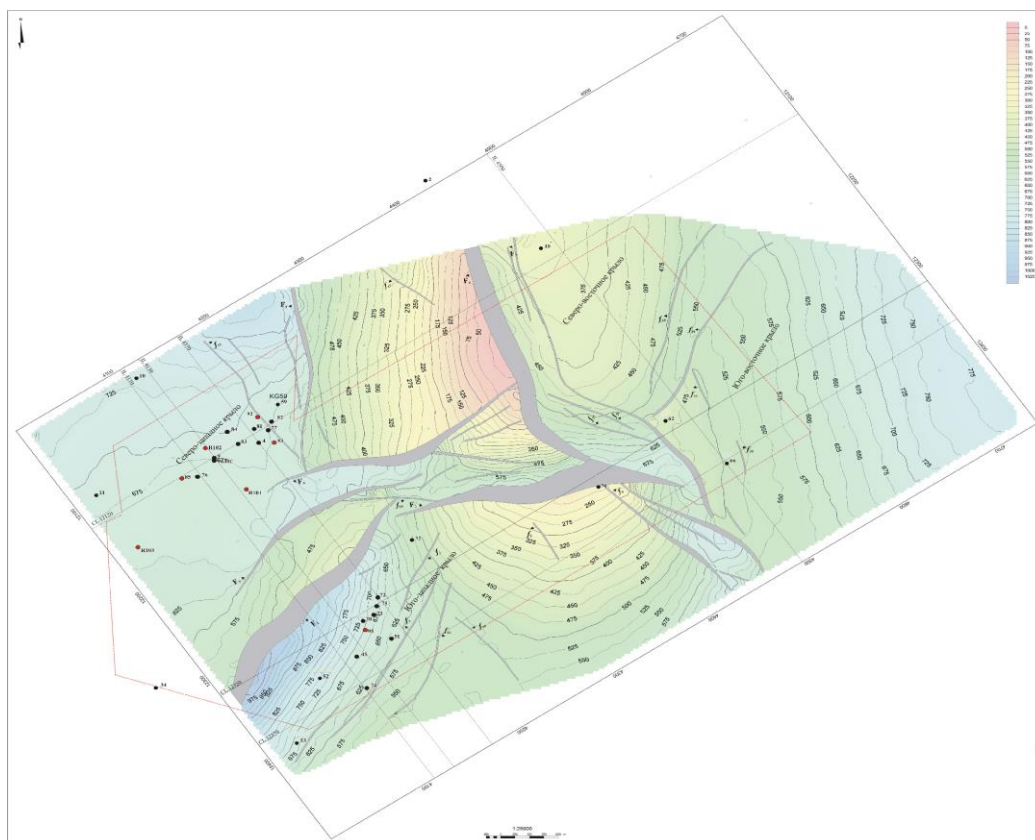


Рисунок 2.1.8 - Структурная карта по отражающему горизонту J2

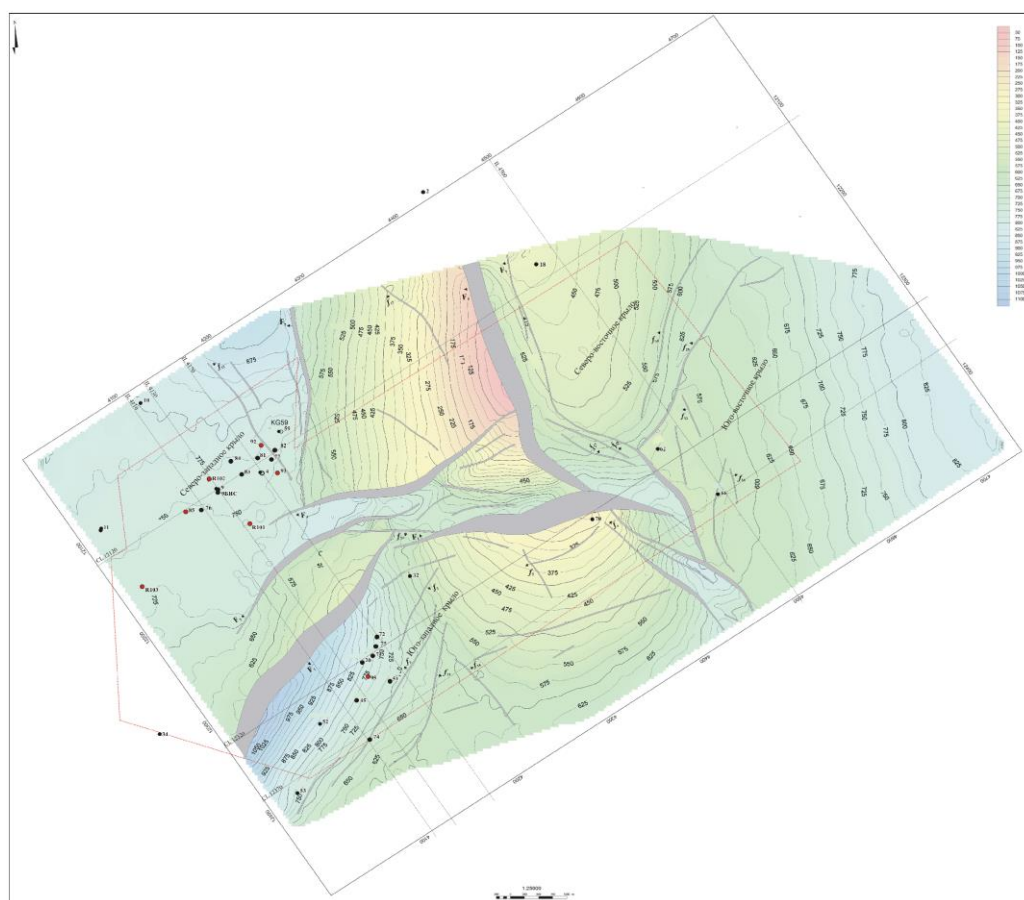


Рисунок 2.1.9 - Структурная карта по отражающему горизонту J2-2

По отражающему горизонту III (подошва меловых отложений) структура повторяет в плане строение нижележащих горизонтов: также имеет четыре крыла и грабен, каждое из которых характеризуется наличием ловушек примыкания. Гипсометрические отметки поверхности юрских отложений находятся в интервале -25 - 800 м. ОГ-III характеризует геологическое строение кровли горизонта J₃-I на юго-восточном крыле, которое сбросами разделено на 2 блока (I, II), в пределах блоков пробурены скважины 62, 66. Залежь нефти на блоке I (район скв.62) экранирована тектоническими нарушениями F₇, f₂₉.

Нефтеносность

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна.

В 1989-1994 годах на структуре Кемерколь было пробурено 14 скважин (2, 4, 9, 10, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 51, 52, 53, 59).

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании среднетриасового отложения в 1991г, получен приток нефти дебитом 94,8 м³/сут.

В 2006-2022 годах в пределах месторождения пробурены 21 скважины (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 85, 95, 93, 95, R101, R102), из которых продуктивными оказались по данным ГИС и опробования 16 скважин (9БИС, 62, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 95, 93, 95, R101, R102).

В 2022-2023 годах в пределах месторождения пробурены 2 скважины (R103, R104).

В 2023-2024 годах в пределах месторождения пробурены 3 скважины (R105, R106 оц-107).

По состоянию на дату отчёта новые скважины не были пробурены

Залежи нефти установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в среднетриасовых отложениях, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Пласт Б горизонта T₂-I водоносный

Коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, песчаниками.

Всего на месторождении Кемерколь, с учетом новых горизонтов, установлено 6 продуктивных горизонтов J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V.

Залежи продуктивных горизонтов по данным бурения и сейсмики 3Д тектоническими нарушениями на северо-западном крыле разбиты на 8 блоков (I, II, III, IV, V, VI, VI', VII), на юго-западном крыле на 3 блока (I, I' II), на юго-восточном крыле на 2 блока (I, II).

По результатам испытаний в скважинах получены следующие данные:

В скважине R-105 проведено испытание интервала 1086,7–1088,2 м, в результате которого получен приток нефти дебитом 3,6 м³/сут.

В скважине R-106 проведено испытание интервалов 1195,5–1196,3 м; 1204,1–1204,6 м; 1207,8–1208,4 м; 1209,5–1210,3 м. По результатам испытания получен приток нефти, дебит жидкости составил 1,7 м³/сут.

В скважине оц-107 проведено испытание: в интервале 1109–1115 м, где получен приток нефти дебитом 6,7 м³/сут; в интервале 1367–1370 м, приток не получен; в интервале 1380,1–1383,8 м, где получен приток нефти дебитом 0,8 м³/сут.

При построении структурных карт по кровле коллектора использовались карты по отражающим горизонтам: III (залежь горизонта J₃-I юго-восточного крыла); T₂-1 (залежь горизонта T₂-I-B юго-западные крыла); на северо-западном крыле T-3 (залежь горизонта T₂-I-A), T₂-3 (залежи горизонтов T₂-I-B, T₂-II), T₂-5 (залежь горизонта T₂-III), T₂-6 (залежь горизонта T₂-IV), T-1 (залежь горизонта T₂-V).

Характеристика продуктивных горизонтов, составляющих объекты разработки, представлена в таблице 2.1.1, абсолютные отметки межфлюидных контактов приведены в таблице 2.1.2.

Строение продуктивных горизонтов в плане приведены на структурных картах, построенных по кровле коллекторов (граф.пр.5-10).

Юго-восточное крыло

Горизонт J₃-I залегает в кровле отложений верхней юры. Горизонт нефтеносен в пределах блока I.

Блок I. По материалам ГИС в разрезе скважины 62 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, где при опробовании получены притоки нефти с водой ($Q_n=0,4032$ м³/сут, $Q_v=1,613$ м³/сут).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 311,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 315,1 м, высота залежи равна 3,4 м. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 315,1 м по разделу нефть-вода.

Площадь залежи составляет 373 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Северо-западное крыло

Горизонт T₂-I. Пласт А залегает в верхней части отложений среднего триаса.

По данным ГИС в скважине R101, пробуренной на блоке IV, коллекторы водонасыщенные (ранее блок IV бурением не был освещен, оценка запасов проведена по аналогии с блоком VI).

В данном отчете ранее единый блок VI разбит на 2 блока (VI, VI') тектоническим нарушением f', по данным ГИС в новой скважине 92 коллекторы водонасыщенные, кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке минус 1004,1 м, что гипсометрически выше на 14,8 м и 16,5 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК на отметках минус 1018,9 м и минус 1020,6 м).

Горизонт нефтеносен в пределах блока VI.

Блок VI. На блоке пробурены скважины 4, 77, 81, 82, 93, R105. По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 4, 77, 81, нефтеводонасыщенные – в разрезе скважин 82, R105. в скважине 93 коллекторы литолого-фациально замещены.

В скважине 4 в период разведки при опробовании получен был приток нефти дебитом до 94,8 м³/сут.

В скважине R-105 проведено испытание в интервале 1086,7-1088,2 м, где получен нефть дебитом 3,6 м³/сут.

В скважине 77 в интервале 1060,4-1061,0м (-995,9-996,5 м) коллектор по материалам ГИС имеет неоднозначную характеристику, на уровне вмещающих пород. Из интервала 1060,32-1061,25 м был отобран керн, который представлен глинами с прослойками нефтенасыщенного песчаника. В связи с этим, выделенный коллектор в интервале 1060,4-1061,0м (0,6 м) отнесен к нефти, без оценки нефтенасыщенности.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора минус 989,8 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1020,6 м (скв.4), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1018,9 м (скв.82), высота залежи до 30,8 м, размеры залежи 1,5х0,7 км. Площадь залежи – 482 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Горизонт нефтеносен в пределах блоков III, IV, VI.

Блок III. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 83, 84, оц-107.

При опробовании скважин 83, 84, оц-107 получены притоки нефти дебитами 12 м³/сут, 15,12 м³/сут, 6,7 м³/сут соответственно. Скважины 83, 84 в пробной эксплуатации находились с 01.03.2017г. В промышленную разработку вступили в 2018 году, текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 2,9 м³/сут и 2,4 м³/сут при обводненности 83,5% и 92,4%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1058,5 м (скв.83), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1073,1 м (скв.84), высота залежи - 14,6 м, размеры залежи 1,2х0,5 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1073,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 84. Площадь залежи - 520 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок IV. На блоке пробурена скважина R101, где по данным ГИС выделен 1 нефтенасыщенный коллектор. Горизонт не опробован.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1066,3 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1067,4 м, высота залежи равна 1,1 м, размеры залежи 1,0х0,3 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1067,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Площадь залежи составляет 250 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически

экранированная.

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов, составляющих объекты разработки

Период изучен- ности	Объект	Горизонт	Блок	Глубина залегания, м	Тип залежи	Площадь, тыс. м ²	Тип коллектора	Средняя эффек. неф.толщина, м	Абсолютная отметка начального положения ВНК, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На дату отчета ДЦР-2026г	Северо-западное крыло								
	I	T2-I. Пласт А	VI	-1010,3	пластовая, полусводовая, тектонически экранированная	482	поровый	3,2	-1018,9
	II	T2-I. Пласт В	III	-1077,7		520		7,0	-1024,2
			VI	-1068,5		424		7,2	-1073,1
	III	T2-II	IV	-1165,1		293		2,3	-1065,7
			VI	-1152,0		281		5,5	-1153,2
	IV	T2-III	III	-1319,4		526		11,3	-1148,2
	V	T2-V	I	-1625		139		2,4	-1323,6
	Юго-западное крыло								
	VI	T2-I. Пласт В	I	-1128,2	пластовая, полусводовая, тектонически экранированная	172	поровый	20,4	-1327,5
									-1132
Без изменений относительно АР-2024г.									

Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов

Период изучен- ности	Объект	Горизонт	Блок	№№ скв.	Отметки ВНК, м				Принятые
					По данным ГИС		По данным опробования		
					Нижняя отметка нефти	Верхняя отметка воды	Нижняя отметка нефти	Верхняя отметка воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На дату отчета ДПР-2026г.	Северо-западное крыло								
	I	Т ₂ -I. Пласт А	VI	82		-1018,9			-1018,9
				R105	-1024,2		-1022,7	-1024,2	-1024,2
	II	Т ₂ -I. Пласт В	III	84	-1073,1	-1079,7	-1065,3	-1073,2	-1073,1
			VI	81	-1065,7	-1065,7	-1052	-1057	-1065,7
							-1057	-1062	
	III	Т ₂ -II	IV	R101	-1153,2	1158,7	-1150,5	1152,5	-1153,2
			VI	81	-1148,2	-1209,9		-	-1148,2
	IV	Т ₂ -III	III	9	-1327,5	-1331,2	-	-	-1323,6 -1327,5
				84	-1318,8	-1 323,6	-1318,2	-1320,2	
							-1280,2	-1299,2	
	V	Т ₂ -V	I	76Б	-1567,9	-1577,6	-1303,2	-1310,2	-1577,6
							-1566,8	1568,8	
	Юго-западное крыло								
	VI	Т ₂ -I. Пласт В	I	73	-1132	-	-1099	-1103	-1129,2 -1132
				75	-1128,2	-1129,7	-1123	-1126	
-1114,1							-1116,4		
								-1117,3	
Без изменений относительно АР-2024г.									

Блок VI. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 77, 81, 82, 92, 93, R106.

При опробовании скважин 81, 82, 93 получены притоки нефти дебитами 24 м³/сут, 20,6 м³/сут, 13,6 м³/сут соответственно. Скважины 81, 82 в пробной эксплуатации находились в 2017г, в промышленную разработку вступили в 2018 году.

В 2019 году в пределах блока были пробурены скважины 92 и 93. При опробовании скважины 93 в инт. 1126,7-1131,4 м (-1055,9-1060,6 м) получены притоки нефти с водой.

В процессе разработки залежи в скважине 92 нижние пласты-коллекторы обводнились, кровля водонасыщенного коллектора фиксируется на отметке минус 1059,6 м. В скважина 93 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1059,3 м, кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1072,1 м.

В промышленную разработку скважина 93 вступила в августе 2019 года.

В действующем фонде находятся скважины 81, 82, 93, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 4,4 м³/сут, 6,5 м³/сут, 6,9 м³/сут при обводненности 79,9%, 0,7%, 1,4%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1043,3 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1065,7 м (скв.81), высота залежи равна 22,4 м, размеры залежи 1,1х0,6 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1065,7 м по разделу нефть-вода в скважине 81.

Площадь залежи составляет 424 тыс.м². Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-II нефтеносен в пределах блоков IV, VI.

Блок IV. В пределах блока пробурена скважина R101, где коллекторы по данным ГИС нефтеводонасыщенные.

При опробовании скважины R101 получен приток нефти с водой ($Q_n=12,1$ м³/сут, $Q_v=1,1$ м³/сут).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1150,9 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1153,2 м, высота залежи равна 2,3 м, размеры залежи 1,2х0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1153,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 293 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок VI. По данным ГИС в скважинах 77, 81, 92, 93 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважине 82, коллекторы водонасыщенные.

При опробовании скважин 77, 92 и R106 получены притоки нефти дебитами 30 м³/сут, 1,0 и 1,7 м³/сут соответственно. Скважина 77 в пробной эксплуатации находилась в 2016-2017гг, в промышленную разработку скважина вступила в 2018 году.

В процессе разработки в скважине 93 нижний пласт-коллектор обводнился, кровля водонасыщенных коллекторов фиксируется на отметке минус 1139,4 м. При опробовании скважины 92 в инт. 11947-1201 м (-1135,2-1142,2 м) получены притоки нефти с водой.

В промышленную разработку скважина 92 вступила в августе 2019 г.

В действующем фонде находятся скважины 77 и 92, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 13,8 м³/сут и 1,2 м³/сут при обводненности 66,1% и 27,6%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1132,6 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1148,2 м (скв.81), высота залежи равна 15,6 м, размеры залежи 0,8х0,4 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметке минус 1148,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв.81) и минус 1146,2 м по кровле водонасыщенного коллектора (скв.92).

Площадь залежи составляет 281 тыс.м². Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-III нефтеносен на блоках II, III.

Блок II. На блоке пробурена скважина R102 и R107, где по данным ГИС коллекторы в скважине оц-107 нефтеводонасыщенные, в скважине R102 водонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1285,1 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1297,3 м, высота залежи 12,2 м, размеры залежи 2,5х0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1297,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 530 тыс. м². Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

В скважине R102 было проведено испытание в интервалах 1336-1340м, 1344-1346,5м, 1361—1363м, 1372,2-1373,8м ($Q_{ж}=42,9\text{м}^3$), 1408-1410м ($Q_{ж}=23,4\text{м}^3$), 1415-1417м ($Q_{ж}=132\text{м}^3$), где был получен приток пластовой воды.

В скважине оц-107 проведено испытание в интервале 1380,1–1383,8 м, где получен приток нефти дебитом $0,8\text{ м}^3/\text{сут}$.

Блок III. По данным ГИС в скважинах 9, 9БИС, 84, R107 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 9, 9БИС, где получены притоки нефти дебитами $4,89\text{ м}^3/\text{сут}$, $2,6\text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно. Скважина 9БИС в промышленной разработке находится с 2018 года, обводненность составляет 100%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1281,7 м (скв.9БИС), в скв. 9 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1327,5м, в скв.84 кровля водонасыщенного коллектора - на отметке минус 1323,6 м, высота залежи до 45,8 м, размеры залежи $2,1\times 0,5\text{ км}$. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1327,5 м (скв.9) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1323,6 м (скв.84).

Площадь залежи составляет 784 тыс. м^2 . Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

В дополнительно пробуренной скважине R-104 в IV блоке по ГИС и по данным бурения выделены нефтенасыщенные толщины. Ранее в подсчете запасов (2022 г) этот блок был выделен как водоносный.

Горизонт Т₂-IV нефтеносен на блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1464,3 м (скв.76Б), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1468,6 м (скв.76), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1467,5 м (скв.76Б), высота залежи до 4,3 м, размеры залежи $2,2\times 0,5\text{ км}$. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1468,6м (скв.76) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1467,5 м (скв.76Б).

Площадь залежи составляет 836 тыс. м^2 . Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-V нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтенасыщенные.

При опробовании в скважине 76 получен приток нефти дебитом $3\text{ м}^3/\text{сут}$ на 3 мм штуцере, в скважине 76Б - приток нефти дебитом $4,6\text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1565,4 м (скв.76Б), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1577,6 м (скв.76Б), высота залежи равна 12,2 м, размеры залежи $0,5\times 0,2\text{ км}$. ВНК принят

на отметке минус 1577,6 м по кровле водонасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 139 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. В данном отчете ранее единый блок I разбит на 2 блока (I, I') тектоническим нарушением f', по результатам бурения новой скважины 95, где подошва нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС находится гипсометрически ниже на 13,5 м и 8,7 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК -1127,2 м -1132,0 м).

Блок I. В пределах блока пробурены скважины 20, 72, 73, 75.

По материалам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважине 73, в скважинах 20, 75 – нефтеводонасыщенные, в скважине 72 - водонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 20, 73, 75: в скважине 20 получен приток нефти дебитом до 80 м³/сут на 7 мм штуцере, в скважине 73 - приток нефти дебитом до 42 м³/сут, в скважине 75 - приток нефти дебитом 12 м³/сут.

Скважина 20 в пробной эксплуатации находилась с 01.03.2006г, скважина 73 - с 01.05.2007г, скважина 75 - с 01.11.2016 г. В промышленную разработку скважины вступили в 2018 году.

В действующем фонде находятся скважины 20, 73, 75, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 1,4 м³/сут, 1,6 м³/сут, 1,6 м³/сут при обводненности 95,5%, 92,5%, 76,2% (прил.16 кн.3).

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1092,8 м (скв.73), подошва нефтенасыщенных коллекторов на отметках минус 1129,2 м (скв.20) и минус 1132,0 м (скв.73), высота залежи до 39,2 м, размеры залежи 0,6х0,3 км. ВНК принят наклонным по данным ГИС на отметке минус 1129,2 м по разделу нефть-вода в скважине 20 и на отметке минус 1132,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 73.

Площадь залежи составляет 172 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок I'. В пределах блока пробурены скважины 52, 95.

В 2019г в скважине 95 было проведено испытание в интервалах 1199-1204м, 1207-1209м, 1213-1216м, где был получен приток воды дебитом 6,7м³/сут.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

За анализируемый период на месторождении Кемерколь отбор керна выполнен в скважинах R-106 и оц-107.

К настоящему времени на месторождении Кемерколь отобрано 1183,95 м керна (вынос керна 660,75м составил 55,81% от проходки) из 28 скважин (2, 4, 9, 9БИС, 10, 11, 18, 20, 34, 51, 52, 53, 59, 62, 66, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 81, R-102, R-103, R-104, R-105, R-106 и оц-107).

Всего из отложений продуктивных горизонтов отобрано 1183,95 м керна, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород определены по 527 образцам

Керн отобран по среднетриасовым и юрским отложениям.

Юго-восточное крыло

Горизонт J₃-I

Блок I. Общая толщина горизонта составляет 21,0 м, эффективная толщина – 17,6 м, нефтенасыщенная толщина - 3,4 м.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,62 д.ед. Коэффициент песчанистости -0,838 д.ед., коэффициент расчлененности - 2.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,36 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Северо-западное крыло

Горизонт T₂-I. Пласт А

Блок VI. Общая толщина горизонта изменяется от 12,3 м до 25,9 м, в среднем составляя 17,3 м, нефтенасыщенная толщина – 1,3 м – 7,3 м, в среднем составляя 3,2 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,24 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности в среднем – 0,58 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,287 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,2.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,26 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,22 мкм².

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт T₂-I. Пласт В

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 31,7 м до 38,9 м, в среднем составляя 34,7 м, нефтенасыщенная толщина – от 5,2 м до 8,1 м, в среднем составляя 7,0 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности в среднем – 0,63 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,331 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,8.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 2,95 мкм². Фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок IV. Общая толщина пласта составляет 49,2 м, нефтенасыщенная толщина - 1,1 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,23 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,59 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,083 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,5.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем

составляет 0,20 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,14 мкм².

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VI. Общая толщина пласта изменяется от 26,3 м до 40,6 м, в среднем составляя 31,8 м, нефтенасыщенная толщина – от 1,0 м до 17,3 м, в среднем составляя 7,6 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,27 д.ед., коэффициент газонасыщенности – 0,70 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,541 д.ед., коэффициент расчлененности – 6,5.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,28 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,65 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,25 мкм². Фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Т₂-II

Блок IV. Общая толщина горизонта составляет 21,7 м, нефтенасыщенная толщина составляет 2,3 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,69 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,447 д.ед., коэффициент расчлененности - 7.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,19 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,001 мкм².

Гидродинамические исследования не изучены.

Блок VI. Общая толщина горизонта изменяется от 23,3 м до 27,9 м, в среднем составляя 26,1 м, нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 11,4 м, в среднем составляя 5,5 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,62 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,510 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,8.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,24 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,22 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,06 мкм². Фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Т₂-III

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 69,5 м, нефтенасыщенная толщина составляет 3,8.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,60 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,165 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,0.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,22 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,237 мкм².

Гидродинамические исследования не изучены.

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 59,5 м до 69,2 м, в среднем составляя 65,63 м, нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,7 м до 14,7 м, в среднем составляя 9,4.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,67 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,278 д.ед., коэффициент расчлененности – 9,3.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,25 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,438 мкм².

Гидродинамические исследования не изучены.

Горизонт Т₂-IV

Блок I. Общая толщина горизонта изменяется от 16,5 м до 17,5 м, в среднем составляя 17,0 м, нефтенасыщенная толщина - от 1,8 м до 2,1 м, в среднем составляя 2,0 м.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,24 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,65 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,730 д.ед., коэффициент расчлененности – 6,8.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Т₂-V

Блок I. Общая толщина горизонта изменяется от 15,8 м до 18,4 м, в среднем составляя 17,1 м, нефтенасыщенная толщина - от 2,4 м до 2,5 м, в среднем составляя 2,45 м.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,23 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,76 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,398 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В

Блок I. Общая толщина горизонта изменяется от 34,6 м до 39,2 м, в среднем составляя 36,1 м, нефтенасыщенная толщина изменяется от 11,8 м до 29,5 м, в среднем составляя 20,4 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,23 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,64 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,6293 д.ед., коэффициент расчлененности – 7,0.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,29 д.ед., проницаемость в среднем составляет 0,09 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,154 мкм².

Характеристика толщин горизонта (объекта) приведена таблице 2.2.1.

Статистические показатели характеристик неоднородности – в таблице 2.2.2.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности - в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин пластов-коллекторов

Период изученн ости	Толщина	Крыло	Юго- восточ.	Северо-западное								
		Горизонт	J ₃ -I	T ₂ -I пласт А	T ₂ -I пласт В				T ₂ -II			
		Блок	I	VI	III	IV	VI	По гор.	IV	VI	По гор.	II
На дату отчета – ДПР-2026г.	Общая	Кол-во исслед-ных скважин, ед.	1	6	5	2	6	13	1	5	6	1
		Средняя, м	21,0	17,3	34,7	49,2	31,8	33,1	21,7	26,1	25,3	69,5
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,323	0,097	0,081	0,141	0,217	-	0,058	0,084	-
		Интервал изменения, м	21,0	12,3-25,9	31,7-38,9	45,2-53,2	26,3-40,6	26,3-53,2	-	23,3-27,9	21,7-27,9	-
	Нефтенасыщен- ная	Кол-во исслед-ных скважин, ед.	1	5	3	1	6	10	1	5	6	1,0
		Средняя, м	3,4	3,2	7,0	1,1	7,6	6,1	2,3	5,5	5,0	3,8
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,725	0,182	-	0,823	0,898	-	0,861	0,902	-
		Интервал изменения, м	3,4	1,3-7,3	5,2-8,1	-	1,0-17,3	1,0-17,3	-	0,6-11,4	0,6-11,4	-
	Водонасыщен- ная	Кол-во исслед-ных скважин, ед.	1	2	5	1	6	12	1	5	6	1
		Средняя, м	14,2	3,9	7,3	7,5	7,4	6,8	7,4	7,5	7,5	7,7
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,385	0,157	-	0,506	0,404	-	0,371	0,340	-
		Интервал изменения, м	14,2	2,4-5,4	5,8-13,0	-	2,2-13,0	2,2-13,0	-	3,1-11,7	3,1-11,7	-
	Эффективная	Кол-во исслед-ных скважин, ед.	1	5	5	2	6	13	1	5	6	1
		Средняя, м	17,6	4,8	11,5	4,3	17,3	12,1	9,7	13,0	12,5	11,5
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,427	0,212	0,744	0,371	0,546	-	0,433	0,424	-
		Интервал изменения, м	17,6	1,6-7,3	8,3-14,0	1,1-7,5	6,8-27,1	1,1-27,1	-	3,7-18,9	3,7-18,9	-

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Период изучения	Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Кэфф-т открытой пористости по газу, д. ед.	Кэфф-т открытой пористости по нефти, д. ед.	Газонасыщенность, д. ед.	Нефтенасыщенность, д. ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
На дату проектирования АР-2024г.	Юго-восточное крыло						
	Горизонт J3-I						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	-
		Количество определений, шт	-	-	7	-	-
		Среднее значение	-	-	0,36	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,188	-	-
		Интервал изменения	-	-	0,25-0,46	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	1	-	1
		Среднее значение	-	-	0,32	-	0,62
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Северо-западное крыло						
	Горизонт Т2-I пласт А						
	Блок VI						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	18	-	18	-	-
		Среднее значение	0,22	-	0,26	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,258	-	0,203	-	-
		Интервал изменения	0,0014-2,181	-	0,16-0,35	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	4	-	4
		Количество определений, шт	-	-	10	-	9
		Среднее значение	-	-	0,24	-	0,58
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,106	-	0,079
		Интервал изменения	-	-	0,20-0,29	-	0,54-0,66
	Горизонт Т2-I. Пласт В						
	Блок III						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	2	-	2
		Количество определений, шт	-	-	5	-	4
		Среднее значение	-	-	0,27	-	0,63
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,037	-	0,056
		Интервал изменения	-	-	0,26-0,28	-	0,60-0,67

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату проектирования АР-2024г.	Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-
		Количество определений, шт	2	-	-	-	-
		Среднее значение	2,95	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,207	-	-	-	-
		Интервал изменения	2,34-3,56	-	-	-	-
	Блок IV						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	42	-	43	-	-
		Среднее значение	0,14	-	0,20	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,020	-	0,140	-	-
		Интервал изменения	0,0004-1,125	-	0,15-0,31	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	1	-	1
		Среднее значение	-	-	0,23	-	0,59
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Блок VI						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	22	-	22	-	-
		Среднее значение	0,44	-	0,29	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,631	-	0,193	-	-
		Интервал изменения	0,004-0,793	-	0,14-0,37	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	5	-	5
		Количество определений, шт	-	-	14	-	14
		Среднее значение	-	-	0,27	-	0,70
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,124	-	0,114
		Интервал изменения	-	-	0,18-0,31	-	0,53-0,78
	Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	1	-	-	-	-
		Количество определений, шт	2	-	-	-	-
		Среднее значение	0,25	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,713	-	-	-	-
		Интервал изменения	0,072-0,43	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату проектирования АР-2024г.	Горизонт Т2-II						
	Блок IV						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	7	-	7
		Среднее значение	-	-	0,28	-	0,69
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	0,28	-	0,69
	Блок VI						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	13	-	13	-	-
		Среднее значение	0,22	-	0,25	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,884	-	0,198	-	-
		Интервал изменения	0,0224-0,631	-	0,14-0,33	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	4	-	4
		Количество определений, шт	-	-	13	-	13
		Среднее значение	-	-	0,22	-	0,62
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,100	-	0,112
		Интервал изменения	-	-	0,17-0,25	-	0,48-0,72
	Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-
		Количество определений, шт	2	-	-	-	-
		Среднее значение	0,06	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,096	-	-	-	-
		Интервал изменения	0,052-0,063	-	-	-	-
	V						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	3	-	3	-	-
		Среднее значение	0,201	-	0,24	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,674	-	0,285	-	-
		Интервал изменения	0,0180-0,341	-	0,14-0,29	-	-
	Горизонт Т2-III						
	Блок II						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	5	-	5
		Среднее значение	-	-	0,27	-	0,60
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,126	-	0,095
		Интервал изменения	-	-	0,23-0,31	-	0,51-0,65

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату проектирования АР-2024г.	Блок III						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	3	-	3
		Количество определений, шт	-	-	24	-	24
		Среднее значение	-	-	0,22	-	0,67
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,188	-	0,138
		Интервал изменения	-	-	0,12-0,28	-	0,51-0,65
	Горизонт T2-IV						
	Блок I						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	2	-	2
		Количество определений, шт	-	-	2	-	2
		Среднее значение	-	-	0,24	-	0,65
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,042	-	0,023
		Интервал изменения	-	-	0,23-0,25	-	0,40-0,78
	Горизонт T2-IV						
	Блок I						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	2	-	2
		Количество определений, шт	-	-	2	-	2
		Среднее значение	-	-	0,24	-	0,65
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,042	-	0,023
		Интервал изменения	-	-	0,23-0,25	-	0,40-0,78
	Горизонт T2-V						
	Блок I						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	2	-	2
		Количество определений, шт	-	-	2	-	4
		Среднее значение	-	-	0,23	-	0,76
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,043	-	0,007
		Интервал изменения	-	-	0,22-0,24	-	0,76-0,77
	Юго-западное крыло						
	Горизонт T2-I пласт А						
	Блок I						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	-
		Количество определений, шт	-	-	10	-	-
		Среднее значение	-	-	0,16	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,195	-	-
		Интервал изменения	-	-	0,10-0,22	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату проектирования АР-2024г.	Горизонт Т2-I пласт В						
	Блок I						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	-	2	-	-
		Количество определений, шт	19	-	19	-	-
		Среднее значение	0,09	-	0,29	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,094	-	0,169	-	-
		Интервал изменения	0,001-0,763	-	0,12-0,35	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	3	-	3
		Количество определений, шт	-	-	18	-	18
		Среднее значение	-	-	0,23	-	0,64
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,155	-	0,148
		Интервал изменения	-	-	0,16-0,29	-	0,43-0,72
	Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-
		Количество определений, шт	4	-	-	-	-
		Среднее значение	0,154	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,529	-	-	-	-
		Интервал изменения	0,036-0,262	-	-	-	-
На дату отчета ДПР-2026г.	Юго-восточное крыло						
	Горизонт J3-I						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	-
		Количество определений, шт	-	-	7	-	-
		Среднее значение	-	-	0,36	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,188	-	-
		Интервал изменения	-	-	0,25-0,46	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	1	-	1
		Среднее значение	-	-	0,32	-	0,62
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату отчета ДПР-2026г.	Северо-западное крыло						
	Горизонт Т2-I пласт А						
	Блок VI						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	18	-	18	-	-
		Среднее значение	0,22	-	0,26	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,258	-	0,203	-	-
		Интервал изменения	0,0014-2,181	-	0,16-0,35	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	4	-	4
		Количество определений, шт	-	-	10	-	9
		Среднее значение	-	-	0,24	-	0,58
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,106	-	0,079
		Интервал изменения	-	-	0,20-0,29	-	0,54-0,66
	Горизонт Т2-I пласт В						
	Блок III						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	2	-	2
		Количество определений, шт	-	-	5	-	4
		Среднее значение	-	-	0,27	-	0,63
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,037	-	0,056
		Интервал изменения	-	-	0,26-0,28	-	0,60-0,67
	Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-
		Количество определений, шт	2	-	-	-	-
		Среднее значение	2,95	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,207	-	-	-	-
		Интервал изменения	2,34-3,56	-	-	-	-
	Блок IV						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	42	-	43	-	-
		Среднее значение	0,14	-	0,20	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,020	-	0,140	-	-
		Интервал изменения	0,0004-1,125	-	0,15-0,31	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	1	-	1
		Среднее значение	-	-	0,23	-	0,59
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	0,230	-	0,59

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату отчета ДПР-2026г.	Блок VI						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	-	2	-	-
		Количество определений, шт	54	-	54	-	-
		Среднее значение	0,28	-	0,65	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,740	-	0,077	-	-
		Интервал изменения	0,004-4,87	-	0,14-0,37	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	5	-	5
		Количество определений, шт	-	-	14	-	14
		Среднее значение	-	-	0,27	-	0,70
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,124	-	0,114
		Интервал изменения	-	-	0,18-0,31	-	0,53-0,78
	Гидродинами- ческие исследования скважин.	Количество скважин, шт.	1	-	-	-	-
		Количество определений, шт	2	-	-	-	-
		Среднее значение	0,25	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,713	-	-	-	-
		Интервал изменения	0,072-0,43	-	-	-	-
	Горизонт Т2-П						
	Блок III						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	10	-	10	-	-
		Среднее значение	0,004	-	0,22	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,835	-	0,100	-	-
		Интервал изменения	0,0003-0,009	-	0,18-0,24	-	-
	Блок IV						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	7	-	7	-	-
		Среднее значение	0,001	-	0,19	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,569	-	0,108	-	-
		Интервал изменения	0,0008-0,003	-	0,16-0,22	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	7	-	7
		Среднее значение	-	-	0,28	-	0,69
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	0,28	-	0,69

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату отчета ДПР-2026г.	Блок VI						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	13	-	13	-	-
		Среднее значение	0,22	-	0,25	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,884	-	0,198	-	-
		Интервал изменения	0,0224-0,631	-	0,14-0,33	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	4	-	4
		Количество определений, шт	-	-	13	-	13
		Среднее значение	-	-	0,22	-	0,62
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,100	-	0,112
		Интервал изменения	-	-	0,17-0,25	-	0,48-0,72
	Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-
		Количество определений, шт	2	-	-	-	-
		Среднее значение	0,06	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,096	-	-	-	-
		Интервал изменения	0,052-0,063	-	-	-	-
	Блок V						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	3	-	3	-	-
		Среднее значение	0,201	-	0,24	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,674	-	0,285	-	-
		Интервал изменения	0,0180-0,341	-	0,14-0,29	-	-
	Горизонт T2-III						
	Блок II						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	7	-	7	-	-
		Среднее значение	0,237	-	0,22	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	1,802	-	0,304	-	-
		Интервал изменения	0,0011-1,263	-	0,13-0,32	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	1
		Количество определений, шт	-	-	5	-	5
		Среднее значение	-	-	0,27	-	0,60
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,126	-	0,095
		Интервал изменения	-	-	0,23-0,31	-	0,51-0,65

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату отчета ДПР-2026г.	Блок III						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-
		Количество определений, шт	10	-	10	-	-
		Среднее значение	0,438	-	0,25	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,625	-	0,162	-	-
		Интервал изменения	0,0004-3,881	-	0,13-0,30	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	3	-	3
		Количество определений, шт	-	-	24	-	24
		Среднее значение	-	-	0,22	-	0,67
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,188	-	0,138
		Интервал изменения	-	-	0,12-0,28	-	0,51-0,65
	Горизонт T2-IV						
	Блок I						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	2	-	2
		Количество определений, шт	-	-	2	-	2
		Среднее значение	-	-	0,24	-	0,65
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,042	-	0,023
		Интервал изменения	-	-	0,23-0,25	-	0,40-0,78
	Горизонт T2-V						
	Блок I						
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	2	-	2
		Количество определений, шт	-	-	2	-	4
		Среднее значение	-	-	0,23	-	0,76
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,043	-	0,007
		Интервал изменения	-	-	0,24	-	0,76-0,77
	Юго-западное крыло						
	Горизонт T2-I пласт А						
	Блок I						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	1	-	-
		Количество определений, шт	-	-	10	-	-
		Среднее значение	-	-	0,16	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,195	-	-
		Интервал изменения	-	-	0,22	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
На дату отчета ДПР-2026г.	Горизонт Т2-I пласт В						
	Блок I						
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	-	2	-	-
		Количество определений, шт	19	-	19	-	-
		Среднее значение	0,09	-	0,29	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	2,094	-	0,169	-	-
		Интервал изменения	0,001-0,763	-	0,12-0,35	-	-
	Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	3	-	3
		Количество определений, шт	-	-	18	-	18
		Среднее значение	-	-	0,23	-	0,64
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,155	-	0,148
		Интервал изменения	-	-	0,29	-	0,43-0,72
	Гидродинами- ческие исследования скважин.	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-
		Количество определений, шт	4	-	-	-	-
		Среднее значение	0,154	-	-	-	-
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,529	-	-	-	-
		Интервал изменения	0,036-0,262	-	-	-	-

2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

Исследования глубинных и поверхностных проб нефти в 1990-2022 года проводились в лабораториях ТОО «КазНИГРИ», ТОО «Каспиймунайгаз», ТОО «КазИнРусс-трейдинг», ТОО «Везерфорд-КЭР», ТОО «Стратум КЭР».

По состоянию на дату составления настоящего проекта, после выполнения АР-2024, на месторождении проведены дополнительные исследования состава и свойств нефти в поверхностных условиях по скважинам №№ 4, 9БИС, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R-101, R-104, R-105, R-106 и оц-107. В рамках указанных работ отобрано и проанализировано 23 пробы нефти.

2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В целом по месторождению физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 129 проб, отобранных из 20 скважин (№№ 4, 9, 9БИС, 20, 73, 75, 76, 76-б, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R-101, R-104, R-105, R-106, оц-107). В том числе после АР-2024 дополнительно получены и проанализированы 23 новые пробы из 17 скважин (№№ 4, 9БИС, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R-101, R-104, R-105, R-106 и оц-107).

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость, групповой углеводородный состав; фракционный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Исследованиями нефти охарактеризованы: на северо-западном крыле горизонты Т₂-I (пласт А) – 6 пробами из 2 скважин, Т₂-I (пласт В) – 45 пробами из 6 скважин, Т₂-II – 25 пробами из 4 скважин, Т₂-III – 14 пробами из 4 скважин, Т₂-V – 3 пробами из 2 скважин и на юго-западном крыле горизонт Т₂-I пласт В – 36 пробами из 3 скважин.

Свойства нефти горизонтов сильно отличаются: по плотности от особо легких до тяжелых, по содержанию смол – малосмолистые и смолистые, по содержанию серы – все нефти малосернистые, по содержанию парафина – малопарафинистые и высокопарафинистые, по вязкости – высоковязкие.

Не изучены свойства нефти горизонта Т₂-IV на северо-западном крыле, горизонта J₃-I на юго-восточном крыле.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях представлено в таблице 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Блок	Плотность нефти при 20°С, г/см ³	Кинематическая вязкость, сСт (мм ² /с)					Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Групповой углеводородный состав в массовых %							Зольность, % масс	Коксуемость, % масс	Молекулярная масса	Фракция, %	
				20°С	30°С	40°С	50°С	100°С			парафина	серы	воды по ДС	метано-нафтеновые	ароматич.углеводородов	смола силикагелевые х	асфальтенов					мех.примесей
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Северо-западное крыло																						
Горизонт Т ₂ -I. Пласт А																						
4	1063-1072 1072-1082	VI	0,925	1212,5	605,7	327,2	193,4	23,4	65	-12	0,47	0,24	сл.	51,8	29,0	19,0	0,28	сл.	0,36	3,73	357	1
	1090-1092		0,904	182,2	124,5	78,67	58,25	11,5	27	-20	1,09	0,35	сл.	57,4	16,6	24,19	0,71	0,07	0,13	3,31	315	6
4	1063-1072; 1072-1082		0,930	1028,2	512,4	264,8	154,1	-	28	-21	1,08	0,83	8,80	-	45,21	15,40	2,49	менее 0,025	-	5,30	-	1
4	1063-1072; 1072-1082		0,944	1979,6	910,7	433,8	232,8	-	72	-22	0,41	0,60	11,6	-	56,86	10,09	1,12	менее 0,025	-	5,57	-	1
R-105	1086,7-1088,2		0,905	178,1	106,6	75,46	55,8	-	-	-23	1,42	0,87	40,0	-	41,74	12,23	1,03	менее 0,025	-	4,80	-	5
R-105	1086,7-1088,2		0,911	181,0	102,9	64,82	45,2	-	н-0	-22	0,87	0,71	4,0	-	46,26	9,84	0,87	менее 0,025	-	5,15	-	5
Среднее знач.по Т ₂ -I пл.А			0,920	793,6	393,8	207,5	123,3	17,5		-20,0	0,89	0,60			39,28	15,13	1,08				8	
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																						
81	1118-1123	VI	0,835	-	-	-		-	-	-	-	0,481	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	
			0,840	39,95	21,05	10,04	3,58	-	61	-54	7,87	0,430	отс.	-	13,1	8,08	0,15	отс.	-	9,59	238	
0,854	40,46		20,83	10,30	2,82	-	0	-40	5,60	0,502	0,15	-	13,1	8,17	0,13	-	-	6,95	264	4		
81	1113-1123		0,841	39,88	19,83	11,54	4,09	-	27	-2	5,68	0,527	1,8	-	12,5	7,77	0,15	-	-	6,41	266	1
81	1113-1123		0,836	11,521	9,254	7,159	5,768	-	0	-24	1,8	0,414	0,8		21,0	10,1	0,18	0,025	-	2,80	-	4
81	1113-1123		0,839	14,200	9,330	6,780	5,560	-	< 0	-20	1,4	0,415	61,0	-	-	10,2		0,025	0,1	2,98	-	4
81	1113-1123		0,842	14,890	10,56	8,130	6,440	-	< 0	-23	1,7	0,470	74,0	-	23,7	8,9	1,60	менее 0,025	-	3,10	-	5
81	1113-1123		0,839	13,60	9,75	7,30	5,59	-	0,0	-21	1,69	0,47	8,80	-	23,11	8,50	1,47	менее 0,025	-	3,04	-	5
81	1113-1123		0,886	188,49	94,38	51,36	33,80	-	66,0	-21	1,70	0,67	2,70	-	38,20	9,92	0,68	менее 0,025	-	2,89	-	17
81	1113-1123		0,841	14,04	9,57	7,36	5,86	-	< 0	-22	2,90	0,40	2,40	-	25,69	7,70	0,21	менее 0,025	-	2,80	-	6
81	1113-1123		0,886	100,23	59,01	36,22	24,37	-	96	-21	1,52	0,59	0,40	-	38,48	9,76	0,59	менее 0,025	-	3,13	-	17
			0,863	62,87	31,95	19,50	14,27	-	0	-40	4,59	0,455	2,2	-	16,4	7,88	0,08	-	-	10,7	239	8
			0,839	67,03	33,92	21,64	12,52	-	< 0	-3	6,78	0,515	5,0	-	15,3	9,54	0,08	-	-	9,84	241	8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
93	1126,7-1131,4	VI	0,841	13,99	9,89	7,47	6,26	-	н-0	-22	1,24	0,43	0,50	-	29,05	4,50	0,42	менее 0,025	-	2,56	-	7	
93	1126,7-1131,4		0,837	13,26	8,95	6,80	5,48	-	н-0	-24	1,07	0,48	0,30	-	24,89	5,60	0,94	0,025	-	3,00	-		
93	1126,7-1131,4		0,841	11,43	9,98	7,62	6,41	-	н-0	-22	2,46	0,41	0,12	-	29,22	4,13	0,35	менее 0,025	-	2,91	-	5	
Среднее знач.по бл.VI			0,848	37,32	21,44	13,56	9,32			-23,1	2,90	0,48	15,4		24,92	8,05	0,63					8	
83	1119-1123	III	0,873	117,03	59,98	24,76	17,43	-	80	-44	7,92	0,002	0,4	-	8,87	6,43	0,10	0,01	-	7,21	-		
			0,887	123,50	60,21	35,86	15,53	-	-	-40	7,31	0,604	20,0	-	26,5	15,23	2,10	-	-	9,85	274	4	
			0,865	125,42	59,88	38,03	15,78	-	30	-20	7,32	0,697	2,2	-	26,8	13,32	2,00	0,012	-	8,74	265	4	
83	1119-1123		0,878	39,19	22,61	18,28	13,15	-	< 0	-20	3,78	0,617	64,6	-	-	19,95	-	0,012	0,15	3,48	-	5	
83	1119-1123		0,866	32,77	22,32	16,40	12,27	-	34	-23	1,70	0,638	60,0	-	28,8	12,30	1,10	менее 0,025	-	3,80	-	7	
83	1119-1123		0,881	67,63	47,28	31,46	22,72	-	0,0	-23	2,01	0,66	1,00	-	35,33	10,60	1,29	менее 0,025	-	4,20	-	7	
83	1119-1123		0,869	38,85	23,89	18,91	14,15	-	0,0	-23	1,42	0,61	1,60	-	36,94	5,50	0,76	менее 0,025	-	3,05	-	7	
83	1119-1123		0,888	100,17	58,44	46,15	25,31	-	84,0	-21	2,59	0,67	0,03	-	43,87	4,79	0,67	менее 0,025	-	3,15	-	15	
84	1119-1127		0,862	109,37	61,55	34,37	17,96	-	40	-31	7,68	0,0001	0,7	-	8,33	5,95	0,12	-	-	1,76	-		
			0,873	108,08	60,82	33,95	17,75	-	0	-55	6,12	0,640	6,0	-	28,1	15,99	2,7	-	-	7,24	276	5	
			0,863	111,60	59,87	32,56	20,02	-	22	-20	6,50	0,675	12,0	-	27,5	15,29	2,7	-	-	7,01	281	5	
84	1119-1127		0,863	31,95	21,18	15,30	11,49	-	0	-23	1,90	0,622	0,3	-	28,6	11,40	2,1	0,025	-	3,10	-	5	
84	1119-1127		0,870	38,40	23,97	17,74	12,75	-	< 0	-20	3,32	0,636	74,0	-	-	14,30		0,015	0,29	4,43	-	5	
84	1119-1127		0,865	33,55	23,47	16,63	12,47	-	32	-23	1,94	0,625	24,0	-	28,9	11,40	1,6	менее 0,025	-	3,44	-	6	
84	1119-1127		0,884	119,78	55,41	35,22	23,80	-	27	-22	1,80	0,73	0,80	-	37,30	9,60	1,30	менее 0,025	-	3,30	-	12	
84	1119-1127		0,896	214,01	106,79	62,46	42,14	-	97	-22	3,34	0,80	0,60	-	44,45	6,59	0,96	менее 0,025	-	3,10	-	19	
84	1119-1127		0,899	240,65	121,94	71,24	45,19	-	118	-15	2,61	0,72	0,40	-	44,19	8,06	0,78	менее 0,025	-	3,51	-	21	
84	1119-1127		0,865	36,37	26,96	18,62	13,91	-	26	-25	1,00	0,58	1,10	-	36,37	5,22	0,21	0,210	-	3,50	-	6	
оц-107	1109-1115		0,904	366,22	187,90	98,69	53,59	-	н-0	-20	1,21	0,811	0,50	-	45,80	8,23	0,75	0,250	-	6,21	-	19	
Среднее знач.по бл.III			0,876	108,13	58,13	35,09	21,44			-25,8	3,76	0,60				10,53	1,25					9	
Сред.знач.по Т ₂ -I пл.В			0,860	67,90	37,28	22,86	14,68			-24,3	3,27	0,53				9,12	0,90					8	
Горизонт Т ₂ -II																							
R-101	1217-1219	IV	0,895	197	125,56	65,91	42,34	-	100	-23	1,6	0,729	7	-	41,90	8,5	1,54	менее 0,025	-	2,7	-	2	
			0,893	174,4	115,47	61,37	37,28	-	82	-23	1,54	0,721	0,4	-	40,93	8,4	1,37		-	2,5	-	1	
R-101	1217-1219		0,896	199,24	125,95	66,48	46,46	-	76,0	-22	1,59	0,74	74,0	-	42,93	8,02	1,17	0,050	-	2,40	-	1	
R-101	1217-1219		0,896	222,0	129,20	75,79	44,80		128	-22	2,04	0,62	22,6		42,65	7,08	1,24	менее		2,62			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
77	1197-1208	VI	0,846	11,98	9,86	7,72	6,11	-	н-0	-24	2,30	0,42	0,10	-	30,71	4,37	0,52	менее 0,025	-	2,98	-	7	
92	1194-1201		0,869	36,186	24,46	17,67			-	< 0	-20	1,1	0,526	14,0	-	-	16,03		0,025	0,15	4,39	-	
92	1194-1201		0,866	35,803	24,14	17,14	13,21		-	< 0	-24	1,9	0,666	0,6	-	29,6	8,72	2,0	0,025	-	4,20	-	
92	1194-1201		0,869	36,190	24,46	17,67			-	< 0	-20	1,1	0,526	14,0	-	-	16,03		0,025	0,15	4,39	-	
92	1194-1201		0,863	35,380	27,79	18,60	13,85		-	< 0	-23	1,0	0,666	24,0	-	27,9	8,7	4,8	менее 0,025	-	4,1	-	
92	1194-1201		0,863	35,01	24,52	18,32	13,79		-	н-0	-22	1,04	0,67	15,2	-	27,77	8,71	4,72	менее 0,025	-	4,08	-	4
92	1194-1201		0,871	39,74	31,32	24,98	21,92		-	н-0	-22	2,76	0,72	3,5	-	36,87	6,89	0,47	менее 0,025	-	3,67	-	6
92	1194-1201		0,888	96,43	58,82	39,25	24,11		-	н-0	-22	1,20	0,78	1,6	-	41,86	7,13	0,54	менее 0,025	-	4,24	-	6
R-106	1195,5-1196,3 1204,1-1204,6 1207,8-1208,4 1209,5-1210,3		0,872	47,32	32,85	25,35	19,85		-	н-0	-23	1,05	0,71	40,0	-	34,09	9,21	0,80	0,150	-	4,40	-	3
R-106	1195,5-1196,3 1204,1-1204,6 1207,8-1208,4 1209,5-1210,3		0,875	52,35	49,87	32,85	21,95		-	0,0	-24	1,27	0,73	0,1	-	34,72	9,54	0,87	менее 0,025	-	4,52	-	6
Среднее знач.по бл.VI			0,836	25,38	18,32	12,97	9,31			-24,1	2,49	0,44	-	-	-	7,16	1,25					5	
Сред. знач.по гор.Т ₂ -II			0,846	54,64	35,94	22,04	15,39			-23,8	2,36	0,48				7,30	1,26					7	
Горизонт Т ₂ -III																							
оц 107	1380,1-1383,8	II	0,926	2105,0	905,3	430,14	232,6	-	30	-22	1,12	1,079	0,12	-	42,9	14,86	2,27	менее 0,025	-	10,8	-		
9	1372-1374	III	0,977	-	-	3537	-	247	165	-7	1,50	0,900	1,3	49,0	24,7	24,09	2,07	0,10	5,28	11,4	650		
9	1335-1345		0,972	-	-	-	1560	103	-	-7	0,99	0,420	-	46,5	21,0	25,49	6,83	0,84	0,77	9,29	-	2	
9	1347-1355 1362-1367		0,977	-	-	-	1697	116	-	-7	0,87	0,440	2,4	39,8	12,8	35,11	10,51	1,47	0,78	9,64	-	2	
9 БИС	1334-1353 1357-1364		0,965	17952	-	-	1318	-	-	-7	1,12	-	25,4	-	-	-	-	0,54	-	-	-		
9 БИС	1334-1353 1357-1364		0,972	-	-	2608	1397	-	154	-11	1,75	1,074	4,0	-	29,5	19,14	21,0	0,25	-	9,35	-	2	
9 БИС	1334-1353 1357-1364		0,955	1629	1173	962	432	-	136	-2	0,51	1,087	52,0	-	45,6	22,74	3,8	менее 0,025	-	7,90	-	1	
9 БИС	1334-1353 1357-1364		0,961	-	-	1246	711	-	87	-2	0,57	0,731	28,0	-	-	16,68		0,03	-	-	-		
9 БИС	1334-1353 1357-1364		0,966	36526,8	4529,8	2826,2	1236,5	-	138	-18	1,23	0,992	18,5	-	52	19,87	3,54	менее 0,025	-	10	-	2	
	1334-1353																						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Горизонт Т ₂ -V																						
76	1624-1627	I	0,799	-	-	-	-	-	-	-	-	0,234	сл.	-	-	-	-	0,002	-	-	-	
			0,800	8,46	6,20	4,58	3,44	-	68	-47	8,77	0,2302	отс.	-	7,95	4,43	0,04	0,05	-	3,44	-	
76Б	1624-1626		0,813	4,80	3,81	3,14	2,65	-	0	-22	6,25	0,293	0,25	-	8,52	10,99	0,13	0,04	-	5,19	216	
Сред. знач.по гор.Т ₂ -V			0,804	6,63	5,01	3,86	3,05			-34,5	7,51	0,252				7,71	0,09	0,031				
Юго-западное крыло																						
Горизонт Т ₂ -I. Пласт В																						
20	1186-1196	I	0,861	32,25	21,03	14,18	10,77	3,73	45	-	2,06	0,10	отс.	74,0	-	7,07	0,03	отс.	-	0,67	213	1
20	1186-1196		0,866	43,99	-	-	13,53	-	84	-15	2,2	0,21	отс.	-	-	2,76	0,04	-	-	0,78	303	-
	1198-1202		0,862	35,22	23,0	16,69	11,91	3,86	53	-20	3,64	0,11	отс.	76,1	19,5	4,18	0,20	отс.	сл.	0,71	-	1
20	1186-1196		0,870	44,0	29,0	20,0	14,0	4,0	84	-	2,2	0,30	-	-	-	7,07	0,03	-	-	0,8	-	1
			0,860	33,0	-	-	-	-	-	-	1,8	0,40	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	1
			0,860	-	-	-	-	-	-	-19	-	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	
			0,860	-	-	-	-	-	-	-16	-	0,10	0,5		-	-	-	-	-	-	-	1
			0,860	36,0	-	16,0	11,0	63,0	-	-	5,2	0,10	0,6	-	-	4,3	0,50	-	-	-	-	1
20	1186-1196		0,861	39,80	24,3	19,22	13,47	-	81	-43	7,52	0,12	55	-	11,4	4,27	0,66	-		10,5	-	
20	1186-1196		0,860	59,82	33,61	19,55	13,59	-	38	-8	7,52	0,125	0,73	-	15,4	5,12	0,09	-	-	5,3	294	1
20	1175-1177 1179-1186		0,862	58,57	34,33	20,70	14,88	-	67	-4	7,40	0,143	24,0	-	14,0	5,50	0,08	отс.	-	5,05	290	1
20	1175-1177 1179-1186		0,862	51,17	24,18	15,90	11,60	-	96	-20,0	4,50	0,125	71,3	-	-	10,33		0,025	0,3	1,2	-	1
			0,860	44,00	22,74	16,00	11,63	-	70	-21	4,80	0,115	52,0	-	35,3	4,10	0,99	менее 0,025	-	1,10	-	1
20	1175-1177; 1179-1186		0,861	46,00	23,44	17,36	12,05	-	44	-20,0	4,90	0,13	8,00	-	38,78	4,25	1,07	менее 0,025	-	1,07	-	1
20	1175-1177; 1179-1186		0,860	57,92	26,71	18	12,81	-	89	11,0	2,90	0,12	0,30	-	35,94	3,60	0,76	0,050	-	1,08	-	1
20	1175-1177; 1179-1186		0,860	25,48	17,01	12,71	9,33	-	48	-13	2,92	0,39	2,40	-	35,56	3,93	0,61	менее 0,025	-	2,92	-	
73	1174-1183		0,858	41,68	23,05	15,98	11,82	7,10	32	-20	3,87	0,136	0,1	-	-	6,76	отс.	0,01	-	0,78	-	1
73	1169-1180 1188-1194		0,860	32,05	21,28	14,7	10,74	3,7	65	-20	9,7	0,12	0,1	-	11,7	3,0	отс.	отс.	0,02	0,72	273	1
			0,860	34,7	22,86	16,0	12,13	3,85	72	-20	8,62	0,12	сл.	-	11,9	3,05	отс.	отс.	0,02	0,82	276	1
			0,860	39,8	22,89	14,97	11,15	3,73	84	-5	15,4	0,12	отс.	70,4	25,9	3,63	отс.	отс.	0,04	0,89	297	1
			0,860	32,41	21,88	15,16	11,2	3,77	74	-20	8,4	0,12	отс.	-	13,1	2,89	отс.	отс.	0,02	0,8	279	1
			0,862	59,05	32,74	19,40	13,45	-	32	-10	6,78	0,125	25,0	-	15,6	5,41	0,08	-	-	4,89	292	1
73	1174-1178 1198-1201		0,861	57,88	33,41	18,84	13,72	-	34	-	6,54	0,141	18,0	-	15,4	5,51	0,09	отс.	-	4,68	294	1
73	1174-1178 1198-1201		0,860	35,17	22,64	16,79	11,75	-	82	-22,0	5,74	0,132	78,0	-	-	2,6		0,012	0,06	1,11	-	1
73	1174-1178		0,861	46,07	25,33	16,35	11,84		66	11	4,75	0,114	54,0		26,8	3,70	1,10	менее		1,20		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
75	1189-1192; 1193,8-1196,4	I	0,860	46,53	20,09	12,27	7,69	-	30	-23	2,90	0,13	2,80	-	35,43	3,57	1,30	0,025	-	1,30	-	1
75	1189-1192; 1193,8-1196,4		0,871	41,21	27,30	18,51	13,38	-	46	-12	2,02	0,44	1,40	-	39,63	3,50	0,57	менее 0,025	-	2,55	-	1
Среднее знач.по Т ₂ -I пл.В			0,862	44,88	25,39	16,81	12,13			-16,4	5,40	0,17			25,67	4,49	0,58					1

Северо-западное крыло

Горизонт Т2-I. Пласт А. Свойства нефти изучены по 6 пробам из 2 скважин, из них 2 пробы отобрана после АР-2024 (блок VI).

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,904 г/см³ до 0,944 г/см³, в среднем составляет 0,920 г/см³, нефть относятся к тяжелым. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых 15,1 % масс, сернистая (0,60 % масс), малопарафинистая – 0,89 % масс. Температура застывания нефти до минус 20⁰С. Кинематическая вязкость при 20 °С – 793,6 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 8,45 % об, керосиновых до 300⁰С – 23,05 % об.

Горизонт Т2-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 45 пробам из скважин: 83, 84, оц-107 (блок III), 81, 82, 93 (блок VI), из них 8 проб из скважин 81, 82, 83, 84, 93, оц-7 отобраны после АР-2024г.

Блок III. Свойства нефти изучены по 19 пробам из 3 скважин (83, 84, оц-107), из них 4 новые пробы из скважин 83, 84, оц-107.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,862 г/см³ до 0,904 г/см³, в среднем составляет 0,876 г/см³, нефть относятся к тяжелым. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 10,5 % масс, малосернистая (0,60 % масс), парафинистая – 3,76 % масс. Температура застывания нефти до минус 25,8⁰С, начала кипения – 93,4⁰С. Кинематическая вязкость при 20 °С составляет 108,1 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 15,4 % об, керосиновых до 300⁰С – 37,6 % об.

Блок VI. Свойства нефти изучены по 26 пробам из 3 скважин (81, 82, 93), из них 4 проб из скважин 81, 82, 93 отобрана после АР-2024г.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,835 г/см³ до 0,889 г/см³, в среднем составляет 0,848 г/см³, нефть относятся к лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 8,05 % масс, малосернистая (0,48 % масс), парафинистая – 2,90 % масс. Температура застывания нефти до минус 23,1 °С, начала кипения – 83,09⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 37,3 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 24,2% об, керосиновых до 300⁰С – 45,2% об.

Горизонт Т2-II. Свойства нефти изучены по 25 пробам из 4 скважин: R-101 (блок IV), 77, 92, R-106 (блок VI), из них 7 новые пробы из скважин 77, 92, R101, R-106.

Блок IV. Свойства нефти изучены по результатам анализа 5 проб. Из них 2 пробы отобраны из скважины R-101 после проведения АР-2024.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,893 г/см³ до 0,897 г/см³, в среднем составляет 0,895 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 7,69 % масс, сернистая (0,63 % масс), парафинистая – 2,79 % масс. Температура застывания нефти до минус 20 °С, начала кипения – 197,4 °С. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 208 мм²/сек, нефть относится к

высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 3,0% об., керосиновых до 300°C – 19,8% об.

Блок VI. Свойства нефти изучены по 20 пробам из 2 скважин (77, 92, R-106), из них 5 новые пробы из скважины 77, 92, R-106.

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,796 г/см³ до 0,888 г/см³, в среднем составляет 0,836 г/см³, нефть относится к особо лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 7,16 % масс, малосернистая (0,44% масс), парафинистая – 2,49 % масс. Температура застывания нефти до минус 24,1°C, начала кипения – 52,2°C. Кинематическая вязкость при 20 °C составляет 25,4 мм²/сек, нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 29,0 % об, керосиновых до 300°C – 48,3% об.

Горизонт Т₂-III. Свойства нефти изучены по 14 пробам из скважин 9, 9БИС, R-104, оц-107 (блок II, III и IV), из них 3 пробы из скважины 9БИС, R-104 оц-107 после АР-2024г.

По II блоку плотность нефти составляет 0,926 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 14,9 % масс, сернистая (1,08 % масс), малопарафинистая – 1,12 % масс. Температура застывания нефти до минус 22°C, начала кипения 81 °C. Кинематическая вязкость при 20°C – 2105,0 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °C – 8,50% об., керосиновых фракций, выкипающих до 300 °C – 22,0% об.

По III блоку плотность нефти при 20°C изменяется 0,955 г/см³ до 0,977 г/см³, в среднем составляет 0,967 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых 24,4 % масс, сернистая (0,86 % масс), парафинистая – 1,03 % масс. Температура застывания нефти до минус 8,7°C, начала кипения 225,8 °C. По трем определения кинематическая вязкость при 20°C – 14520,3 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °C не определено, керосиновых фракций, выкипающих до 300 °C – 25,3% об.

По IV блоку плотность нефти при 20°C изменяется 0,838 г/см³ до 0,861 г/см³, в среднем составляет 0,848г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 3,12 % масс, малосернистая (0,46 % масс), парафинистая – 2,15 % масс. Температура застывания нефти до минус 16,8°C, начала кипения 71,5°C. По двум определения кинематическая вязкость при 20°C – 23,8 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 43,8% об, керосиновых фракций, выкипающих до 300°C – 42,5% об.

Горизонт Т₂-V. Свойства нефти изучены по 3 пробам из скважин 76, 76Б (блок I).

Плотность нефти при 20°C изменяется 0,799 г/см³ до 0,813 г/см³, в среднем составляет 0,804 г/см³, нефть относится к особо легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 7,71 % масс, малосернистая (0,25 % масс), высокопарафинистая – 7,51 % масс. Температура застывания нефти до минус 47°C, начала кипения 53°C. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 6,63 мм²/сек, нефть

относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С – 43,8 % об, керосиновых до 300°С – 67 % об.

Юго-западное крыло

Горизонт Т2-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 36 пробам из скважин 20, 73, 75 (блок I), из них 3 новые пробы из скважин 20, 73, 75 после АР-2024г.

Плотность нефти при 20°С изменяется 0,858 г/см³ до 0,871 г/см³, в среднем составляет 0,862 г/см³, нефть относится к тяжелым. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 4,49% масс, малосернистая (0,17% масс), парафинистая – 5,40% масс. Температура застывания нефти до минус 44,88°С, начала кипения 142,5°С. Кинематическая вязкость при 20°С – 44,88 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С – 8,37% об, керосиновых до 300°С – 34,92% об.

Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях приведены в таблице 2.3.1.2.

Таблица 2.3.1.2 - Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях

Период изучен- ности	Наименование		Кол-во иссл-ных		Диапазон измене- ния	Сред. знач-е скв	Кол-во иссл-ных		Диапазон измене- ния	Сред. знач-е скв
			скв	проб			скв	проб		
На дату проектирования-АР-2024г.	Крыло		Северо-западное крыло							
	Горизонт		Горизонт Т2-I. Пласт А				Т2-I пласт В			
	Блок		VI				VI			
	Плотность нефти, г/см3		2	4	0,904-0,930	0,919	3	20	0,835-0,889	0,846
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		2	4	178,1-1212,5	697,3	3	19	11,52-188,49	40,56
	при 50° С		2	4	55,8-193,4	125,8	3	19	2,82-35,23	9,44
	Температура застывания, °С		2	4	-12,0--23,0	-18,3	3	19	-2,0 - -54,0	-23,4
	Массовое содержа- ние, %	серы	2	4	0,24-0,87	0,47	3	20	0,41-0,71	0,48
		смол	2	4	12,2-24,2	19,5	3	16	4,5-10,1	8,23
		асфальтенов	2	4	0,28-2,49	1,16	3	16	0,08-1,60	0,66
		парафина	2	4	0,24-1,42	0,88	3	19	1,24-7,87	3,20
	Объемный выход фракций, %	н.к ° С	2	4	56,0-140,0	102	3	18	41,0-224,0	74,61
		до 200° С	2	4	3,0-15,5	7,07	3	19	0,5-36,0	24,9
		до 250° С	2	2	7,8-18,4	13,10	-	-	-	
		до 300° С	2	4	18,5-29,2	23,43	3	19	21,5-62,0	47,1
	Крыло		Северо-западное крыло							
	Горизонт		Горизонт Т2-I. Пласт В				Т2-II			
	Блок		III				IV			
	Плотность нефти, г/см3		2	15	0,862-0,896	0,873	1	3	0,893-0,896	0,895
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		2	15	31,95-214,0	63,4	1	3	174,4-199,2	190,2
	при 50° С		2	15	11,49-42,1	13,7	1	3	37,3-46,5	42,03
	Температура застывания, °С		2	14	-20,0--55,0	30,2	1	3	-22,0--23,0	-22,7
	Массовое содержа- ние, %	серы	2	15	0,0001-0,80	0,57	1	3	0,72-0,74	0,73
		смол	2	14	5,50-19,95	11,4	1	3	8,02-8,50	8,31
		асфальтенов	2	12	0,12-2,70	1,45	1	3	1,17-1,54	1,36
		парафина	2	15	1,42 7,68	4,27	1	3	1,54-1,60	1,58
	Объемный выход фракций,	н.к ° С	2	13	45,0-196,0	75,3	1	3	192,0-209,0	197,7
		до 200° С	2	15	0,5-24,0	15,9	1	2	0,5-1,0	0,8
		до 250° С								

	%	до 300° С	2	15	23,5-47,0	39,2	1	3	19,5-20,0	19,8
--	---	-----------	---	----	-----------	------	---	---	-----------	------

Продолжение таблицы 2.3.1.2

Период изученно сти	Наименование		Кол-во иссл-ных		Диапазон измене- ния	Сред. знач-е скв	Кол-во иссл-ных		Диапазон измене- ния	Сред. знач-е скв
На дату отчета АР-2024г	Крыло		Северо-западное крыло							
	Горизонт		Т2-II				Т2-III			
	Блок		VI				III			
	Плотность нефти, г/см3		2	15	0,796-0,871	0,829	2	8	0,955-0,977	0,967
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		2	15	3,3-39,7	19,7	2	3	1629,0-17952	-7184,9
	при 50° С		2	13	2,1-21,9	7,16	2	7	432,0-1696,8	1148,0
	Температура застывания, °С		2	15	-4,0 - -49,0	-24,4	2	8	-2,0 - -17,0	-7,5
	Массовое содержа- ние, %	серы	2	15	0,22-0,72	0,39	2	7	0,42-1,26	0,84
		смол	2	12	1,60-11,90	6,32	2	6	19,14-35,11	25,2
		асфальтенов	2	12	0,14-4,80	1,52	2	6	2,07-21,01	8,4
		парафина	2	15	1,00-6,25	2,83	2	8	0,5 - 1,8	1,01
	Объемный выход фракций,%	н.к ° С	2	13	35,0-90,0	49,2	2	5	189,0 - 250,0	223,0
		до 200° С	2	15	18,5-41,0	31,5	-	-	-	-
		до 250° С					-	-	-	-
		до 300° С	2	15	34,0-71,0	53,4	2	5	9,5 - 96,0	28,7
	Крыло		Северо-западное крыло							
	Горизонт		Т2-III				Т2-V			
	Блок		IV				I			
	Плотность нефти, г/см3		1	2	0,838-0,849	0,843	2	3	0,799-0,813	0,804
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		1	2	15,3-26,0	20,7	2	2	4,80-8,46	6,6
	при 50° С		1	2	4,5-7,0	5,73	2	2	2,7-15,5	3,0
	Температура застывания, °С		1	2	-4,0--22,0	-13,0	2	2	-22,0--47,0	-34,5
	Массовое содержа- ние, %	серы	1	2	0,41-0,50	0,45	2	3	0,2-0,29	0,25
		смол	1	1	-	2,76	2	2	4,43-10,99	7,71
		асфальтенов	1	1	-	0,34	2	1	0,04-0,13	0,09
		парафина	1	2	0,90-2,69	1,80	2	2	6,25-8,77	7,51
	Объемный выход фракций,%	н.к ° С	1	2	53,0-65,0	59,0	2	2	51,0-180,0	53,0
		до 200° С	1	2	22,5-23,0	22,8	2	3	38,0-48,0	43,8
		до 250° С	-	-	-	-	-	-	-	-
		до 300° С	1	2	44,0-45,0	44,5	2	1	66,0-70,0	67,3
	Крыло		Юго-западное крыло							
	Горизонт		Т2-I. Пласт В							
	Блок		I							
	Плотность нефти, г/см3		3	33	0,858 -0,870	0,861				
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		3	31	32,1-65,6	45,52				
	при 50° С		3	30	7,69-15,5	12,1				
	Температура застывания, °С		3	28	2,0 - -43,0	-16,43				
	Массовое содержа- ние, %	серы	3	32	0,10-0,40	0,14				
		смол	3	27	2,6-7,8	4,47				
		асфальтенов	3	21	0,03-1,8	0,58				
		парафина	3	31	1,8-15,4	5,70				
	Объемны й выход фракций, %	н.к ° С	3	28	104,0-180,0	147,1				
		до 200° С	3	31	3,0-14,0	7,56				
		до 250° С	3	12	14,0-26,0	18,06				
		до 300° С	3	32	12,0-48,0	34,69				

Продолжение таблицы 2.3.1.2

Период изучен- ности	Наименование	Кол-во исслед-ных		Диапазон изменения	Ср. зна- чение	Кол-во исслед-ных		Диапазон изменения	Ср. зна- чение	
		скв	проб			скв	проб			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	Крыло	Северо-западное крыло								
	Горизонт	Т ₂ -I. Пласт А				Т ₂ -I. Пласт В				
	Блок	VI				VI				
	Плотность нефти, г/см ³	2	6	0,904 -0,944	0,920	3	26	0,835-0,889	0,848	
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С	2	6	178,1-1979,6	793,6	3	25	10,77-188,49	37,32	
	при 50° С	2	6	45,2-232,8	123,3	3	24	2,82-35,23	9,32	
	Температура застывания,°С	2	6	-12,0 - -23,0	-20,0	3	25	-2,0 - -54,0	-23,1	
	Температура плавления парафина, ° С	-	-	-	-			-	-	
	Массовое содержа- ние, %	серы	2	6	0,24-0,87	0,60	3	26	0,40-0,71	0,48
		смол	2	6	9,8-24,2	15,1	3	22	3,8-10,1	8,05
		асфальтенов	2	6	0,28-2,49	1,08	3	22	0,08-1,60	0,63
		парафина	2	6	0,41-1,42	0,89	3	25	1,07-7,87	2,90
	Объемный выход фракций , %	н.к ° С	2	6	56,0-140,0	89,0	3	23	41,0-224,0	83,09
		до 200° С	2	6	3,0-15,5	8,45	3	23	0,5-36,0	24,2
		до 250° С	1	2	7,8-18,4	13,10	-	-	-	
		до 300° С	2	6	18,0-29,2	23,05	3	25	21,5-62,0	45,2
	Крыло	Северо-западное крыло								
	Горизонт	Т ₂ -I. Пласт В								
	Блок	III				Всего				
	Плотность нефти, г/см ³	3	19	0,862-0,904	0,876	6	45	0,835 -0,904	0,860	
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С	3	19	31,95-366,2	108,1	6	44	10,8-366,2	67,9	
	при 50° С	3	19	11,49-53,6	35,1	6	43	2,8-53,6	14,68	
	Температура застывания,°С	3	19	-15,0 - -55,0	-25,8	6	44	-2,0 - -55,0	-24,3	
	Температура плавления парафина, ° С							-	-	
	Массовое содержа- ние, %	серы	3	19	0,0001-0,81	0,60	6	45	0,0001-0,81	0,53
		смол	3	18	4,79-19,95	10,5	6	40	3,84-19,95	9,12
		асфальтенов	3	17	0,10-2,70	1,25	6	39	0,08-2,70	0,90
		парафина	3	19	1,00-7,92	3,76	6	44	1,00-7,92	3,27
	Объемный выход фракций , %	н.к ° С	3	17	45,0-213,0	93,4	6	40	41,0-224,0	87,5
		до 200° С	3	18	0,5-26,0	15,4	6	41	0,5-36,0	20,3
		до 250° С					-	-	-	
		до 300° С	3	19	21,0-50,0	37,6	6	44	21,0-62,0	41,9
	Крыло	Северо-западное крыло								
	Горизонт	Т ₂ -II								
	Блок	IV				VI				
	Плотность нефти, г/см ³	1	5	0,893-0,897	0,895	3	20	0,796-0,888	0,836	
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С	1	5	174,4-236,4	208,0	3	20	3,3-96,4	25,4	
	при 50° С	1	5	2,1-46,5	42,91	3	18	2,1-24,1	9,31	
	Температура застывания,°С	1	5	-10,0 - -23,0	-20,0	3	20	-4,0 - -49,0	-24,1	
	Температура плавления парафина, ° С			-	-			-	-	
	Массовое содержа- ние, %	серы	1	5	0,62-0,74	0,69	3	20	0,22-0,78	0,44
		смол	1	5	6,45-8,50	7,69	3	17	1,60-11,9	7,16
		асфальтенов	1	5	0,28-1,54	1,12	3	17	0,14-4,80	1,25
		парафина	1	5	1,54-7,16	2,79	3	20	1,00-6,25	2,49

Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	5	192,0-209,0	197,4	3	18	35,0-90,0	52,2
	до 200°С	1	4	0,5-10,0	3,0	3	20	12,0-41,0	29,0
	до 250°С	-	-	-	-	-	-	-	-
	до 300°С	1	5	19,5-20,0	19,8	3	20	26,5-71,0	48,3

Продолжение таблицы 2.3.1.2

Период изучен- ности	Наименование		Кол-во исслед-ных		Диапазон изменения	Ср.зна -чение	Кол-во исслед-ных		Ср.зна- чение	
			скв	проб			скв	проб		
	Крыло		Северо-западное крыло							
	Горизонт		Т ₂ -II				Т ₂ -III			
	Блок		Вгего				II			
	Плотность нефти, г/см ³		4	25	0,796-0,897	0,846	1	1	0,926	
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		4	25	3,3-236,4	54,6	1	1	2105,0	
	при 50° С		4	23	2,1-46,5	15,39	1	1	232,6	
	Температура застывания, °С		4	25	-4,0 - -49,0	-23,8	1	1	-22,0	
	Температура плавления парафина, ° С				-	-				
	Массовое содержа- ние, %	серы	4	25	0,22-0,78	0,48	1	1	1,08	
		смол	4	22	1,60-11,9	7,30	1	1	14,9	
		асфальтенов	4	22	0,14-4,80	1,26	1	1	2,3	
		парафина	4	25	1,00-7,16	2,36	1	1	1,12	
	Объемный выход фракций, %	н.к ° С	4	23	35,0-209,0	78,5	1	1	81,0	
		до 200° С	4	24	0,5-41,0	25,3	1	1	8,50	
		до 250° С	-	-	-		-		-	
		до 300° С	4	25	19,5-71,0	43,5	1	1	22,0	
	Крыло		Северо-западное крыло							
	Горизонт		Т ₂ -III							
	Блок		III				IV			
	Плотность нефти, г/см ³		2	9	0,955-0,977	0,967	1	4	0,838-0,861	0,848
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		2	4	1629,0-36527	14520,3	1	4	15,3-33,8	23,8
	при 50° С		2	8	432,0-1696,8	1159,1	1	4	4,5-9,3	6,85
	Температура застывания,°С		2	9	-2,0 - -18,0	-8,7	1	4	-4,0 - -23,0	-16,8
	Температура плавления парафина, ° С								-	-
	Массовое содержа- ние, %	серы	2	8	0,42-1,26	0,86	1	4	0,41-0,51	0,46
		смол	2	7	19,14-35,11	24,4	1	3	2,76-3,82	3,12
		асфальтенов	2	7	2,07-21,01	7,7	1	3	0,29-0,34	0,32
		парафина	2	9	0,51-1,75	1,03	1	4	0,90-3,79	2,15
	Объемный выход фракций, %	н.к ° С	2	6	189,0-250,0	225,8	1	4	53,0-113,0	71,5
		до 200° С	-	-	-	-	1	4	15,0-24,0	43,8
		до 250° С	-	-	-	-	-	-	-	
		до 300° С	2	6	8,5-96,0	25,3	1	4	39,0-45,0	42,5
	Крыло		Северо-западное крыло							
	Горизонт		Т ₂ -III				Т ₂ -V			
	Блок		Вгего				I			
	Плотность нефти, г/см ³		4	14	0,838-0,977	0,930	2	3	0,799-0,813	0,804
	Вязкость, мПа*с									
	при 20° С		4	9	15,3-36527	6697,9	2	2	4,80-8,46	6,6
	при 50° С		4	13	4,5-1696,8	733,27	2	2	2,7-3,4	3,0
	Температура застывания,°С		4	14	-2,0 - -23,0	-11,9	2	2	-22,0 - -47,0	-34,5
	Температура плавления парафина, ° С				-	-			-	
	Массовое содержание, %	серы	4	13	0,41-1,26	0,76	2	3	0,23-0,29	0,25
		смол	4	11	2,76-35,11	17,73	2	2	7,95-10,99	7,71
		асфальтенов	4	11	0,29-21,01	5,17	2	2	0,04-0,13	0,09
		парафина	4	14	0,51-3,79	1,36	2	2	6,25-8,77	7,51
	Объемный выход	н.к ° С	4	11	53,0-250,0	156,5	2	2	51,0-55,0	53,0
		до 200° С	2	5	8,5-24,0	18,6	2	3	38,0-48,0	43,8

	фракций, %	до 250° С	-	-	-		-	-	-	-
		до 300° С	4	11	8,5-96,0	31,3	2	3	66,0-70,0	67,3

Продолжение таблицы 2.3.1.2

Период изучен- ности	Наименование		Кол-во исслед-ных		Диапазон изменения	Ср.зна- чение
			скв	проб		
На дату отчета ДПР-2026г	Крыло		Юго-западное крыло			
	Горизонт		Горизонт Т2-I. Пласт В			
	Блок		I			
	Плотность нефти, г/см ³		3	36	0,858-0,871	0,862
	Вязкость, мПа*с					
	при 20° С		3	34	25,5-65,6	44,88
	при 50° С		3	33	7,7-15,5	12,13
	Температура застывания, °С		3	31	11,0 - -43,0	-16,39
	Температура плавления парафина, ° С		-	-	-	-
	Массовое содержание, %	серы	3	35	0,10-0,54	0,17
		смол	3	30	2,6-7,8	4,49
		асфальтенов	3	24	0,03-1,8	0,58
		парафина	3	34	1,8-15,4	5,40
	Объемный выход фракций ,%	н.к ° С	3	31	82,0-180,0	142,5
		до 200° С	3	31	3,0-23,5	8,37
до 250° С		3	12	14,0-26,0	18,06	
до 300° С		3	35	12,0-48,0	34,92	

2.3.2. Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований 29 проб из 13 скважин (20, 73, 75, 77, 81, 84, 92, 93, R101, R104, R105, R106, оц-107), из них после АР-2024 г - 8 новые глубинные пробы из скважин 73, 77, 82, 84, R104, R105, R106, оц-107.

На северо-западном крыле горизонт Т₂-I (пласт А) охарактеризован 1 пробой из 1 скважины, Т₂-I (пласт В) охарактеризован 10 пробами из 5 скважин, Т₂-II – 9 пробами из 4 скважин, Т₂-III – 1 пробы из 1 скважины и на юго-западном крыле горизонт Т₂-I пласт В – 8 пробами из 3 скважин.

На юго-западном крыле: 2 пробы из скважины 73 от 07.07.2007г (гор. Т₂-I пласт В) из-за низкого давления насыщения (0,58-0,63 МПа) признаны некондиционными. Дополнительно отобранные пробы из скважины 20 от 30.04.2023г (гор. Т₂-I пласт В) отнесены к некондиционным из-за низкого давления насыщения (0,64МПа). На северо-западном крыле одна проба из скважины 92 (гор. Т₂-II блок VI) отнесена к некондиционной из-за низкого давления насыщения (0,823 МПа), тогда как в остальных 3 пробах давление насыщения 2,22-2,59 МПа. Отобранные пробы из скважин 77 и 82 (гор. Т₂-I-В блок VI, гор. Т₂-II блок VI) отнесены к некондиционным из-за низкого давления насыщения (0,562-1,639МПа), низкого газосодержания (2,69-10,96м³/т). Так же дополнительно отобранные пробы из скважин 77 и R106 (гор. Т₂-II блок VI) отнесены к некондиционным из-за низкого давления насыщения (0,921-0,98мПа), низкого газосодержания (6,85-10,54м³/т). Некондиционные пробы не учитывались в средних значениях.

Не освещены пробами нефти горизонты T_2 -IV, T_2 -V северо-западного крыла и горизонт J_3 -I юго-восточного крыла. Результаты лабораторных исследований по скважинам и горизонтам представлены в таблице 2.3.2.1.

Таблица 2.3.2.1 - Свойства нефти в пластовых условиях

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Горизонт, пласт	Блок	№ пробы	Глубина отбора, м	Пластовая температура, °С	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Плотность нефти, г/см ³		Коэффициенты			
									м ³ /м ³	м ³ /т	пластовая	сепарированная	объемный	усадки, %	сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	растворимости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Северо-западное крыло																
R-105	1086,7-1088,2	T ₂ -I, А	VI	1	-	50	6,99	0,84	2,34	2,57	0,8985	0,9106	1,0221	2,16	-	0,2
Среднее знач.по гор.Т ₂ -I пласт А						50	6,99	0,84	2,34	2,57	0,899	0,911	1,022	2,16		0,2
81	1118-1123	T ₂ -I, В	VI	1	1120	37	12,0	2,4	16,29	19,41	0,7942	0,8394	1,108	9,78	-	-
				2		37	12,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
81	1113-1123			1	-	38,3	11,13	1,361	7,7	9,08	0,8015	0,8482	1,0582	5,5	-	0,5
81	1113-1123			1	753	41,9	12,70	0,908	2,24	2,66	0,8394	0,8419	1,0146	1,44		0,2
82*	1116-1123			1	650	40	10,06	0,562*	2,25	2,69*	0,836	0,8376	1,0252*	2,46	-	0,
82	1116-1123			1	700	42,8	10,20	1,750	13,88	16,55	0,8209	0,8386	1,062	5,83	-	0,8
93	1126,7-1131,4			1	700	40,5	6,71	2,530	18,72	22,38	0,8111	0,8366	1,0676	6,33		0,7
Среднее по бл. VI						39,6	10,79	1,79	11,77	14,02	0,813	0,841	1,062	5,78		0,5
84	1119-1127	T ₂ -I, В	III	1	-	31,5	9,4	4,29	1,06	1,23	0,8553	0,8666	1,0152	1,5	-	0,2
84	1119-1127			1	700	37,9	8,9	1,34	2,7	3,13	0,8258	0,8629	1,0152	1,5	-	0,2
оц-107	1109-1115			1	950	32,89	2,7	0,50	1,4	1,55	0,898	0,9036	1,01	0,99	-	0,2
Среднее по бл. III						34,1	7,00	2,04	1,72	1,97	0,860	0,878	1,013	1,33		0,2
Среднее знач.по гор.Т ₂ -I пласт В						37,8	9,53	1,88	8,00	9,50	0,831	0,855	1,044	4,11		0,4
R-101	1217-1219	T ₂ -II	IV	1	-	36,1	12,5	2,43	7,08	7,8	0,8769	0,9025	1,0315	3,05	-	0,2
R-101	1217-1219			1	550	33,8	11,1	0,63	1,90	2,1	0,8975	0,8965	1,0221	2,16	-	0,3
Среднее по бл. VI						35,0	11,8	1,53	4,49	5,0	0,887	0,900	1,027	2,61		0,3
77	1197-1208	T ₂ -II	VI	1	-	36	14,0	2,22	32,02	40,04	0,7599	0,7997	1,112	10,05	-	-
				2	-	36	14,0	2,30	32,24	40,41	0,7597	0,7978	1,141	12,37	-	-
77	1197-1208			1	1180	40	11,0	2,59	22,45	28,08	0,7599	0,7994	1,091	8,30	3,52	0,8
77*	1197-1208			1	500	40,7	9,8	1,639*	8,73	10,96*	0,8129	0,7968	1,035*	3,38	-	0,5
77	1197-1208			1	700	40,7	10,5	0,91	5,80	6,85	0,8584	0,8462	1,035	3,39	-	0,6
92*	1194,0-1201,0			1	-	40,5	8,36	0,823*	3,67*	4,22	0,830	0,8705	1,053	5,0	-	0,4
R-106	1195,5-1196,3 1204,1-1204,6 1207,8-1208,4 1209,5-1210,3			1	-	37,5	11,70	0,98	8,55	10,54	0,809	0,811	1,048	4,59		0,8
Среднее по бл. VI						38,0	12,24	1,80	20,2	25,2	0,789	0,811	1,085	7,74	3,52	0,8
Среднее знач.по гор.Т ₂ -II						37,2	12,11	1,72	15,7	19,4	0,817	0,836	1,069	6,27	3,52	0,6
R-104	1382-1384	T ₂ -III	IV	1	600	36,3	9,86	1,63	6,08	7,15	0,844	0,850	1,022	2,190		0,3
Среднее знач. по гор. Т ₂ -III						36,3	9,86	1,63	6,08	7,15	0,844	0,850	1,022	2,19		0,3

Северо-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт А. Свойства нефти были изучены по одной пробе, отобранной из скважины R-105 (блок VI) после AP-2024г."

Блок VI. По одной новой пробе из скважины R-105 плотность пластовой нефти составляет 0,899 г/см³ при пластовом давлении и температуре соответственно 7,0 МПа и 50,0 °С. Давление насыщения – 0,84 МПа, объемный коэффициент – 1,022, соответственно пересчетный коэффициент - 0,978, усадка – 5,78%, коэффициент растворимости 0,284 м³/м³/МПа.

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 10 пробам из скважин: 81, 82, 93 (блок VI) и 84, оц-107 (блок III). Из них 3 пробы — новые (скв. 82, 84 и оц-107), отобранные после AP-2024. Одна проба из скважины 82 отнесена к некондиционным.

Блок III. По 3 пробам из скважины 84, оц-7, из них две новые пробы, плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,860 г/см³ при пластовом давлении и температуре соответственно 7,00 МПа и 34,1 °С. Давление насыщения – 1,97 МПа, объемный коэффициент – 1,013, соответственно пересчетный коэффициент - 0,987, усадка – 1,33%, коэффициент растворимости 0,245 м³/м³/МПа.

Блок VI. По 6 пробам из скважин 81, 82, 93, из них одна новая проба, плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,821 г/см³ при пластовом давлении и температуре соответственно 10,8 МПа и 39,6°С. Давление насыщения – 1,79 МПа, газосодержание – 14,0 м³/т, объемный коэффициент – 1,062, соответственно пересчетный коэффициент - 0,942, усадка – 5,78%, вязкость пластовая – 5,16 мПа·с, коэффициент растворимости 0,593 м³/м³/МПа.

Горизонт Т₂-II. Свойства нефти определены по 9 пробам из скважин 77, 92, R106 (блок VI) и R101 (блок IV), из них 3 новые пробы (скв.77, R101, R106), отобранные после AP-2024г. Четыре пробы из скважин 77, R101, R106 отнесены к некондиционным

Блок IV. По 2 пробам из скважины R101, из них одна новая проба, плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,887 г/см³ при пластовом давлении и температуре соответственно 11,1 МПа и 35,0°С. Давление насыщения – 1,53 МПа, газосодержание – 5,0 м³/т, объемный коэффициент – 1,027, соответственно пересчетный коэффициент - 0,974, усадка – 2,61%, вязкость пластовая – 16,40 мПа·с.

Блок VI. По 5 пробам из скважины 77 плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,760 г/см³ при пластовом давлении и температуре соответственно 13 МПа и 37°С. Давление насыщения – 2,37 МПа, газосодержание – 36,18 м³/т, объемный коэффициент – 1,114, соответственно пересчетный коэффициент - 0,897, усадка – 10,24%, вязкость пластовая – 1,455 мПа·с, коэффициент растворимости по одному определению составляет 0,87 м³/м³/МПа.

Горизонт Т₂-III. Свойства нефти определены по одной пробе из скважины R-104 (блок VI).

Блок IV. По одной новой пробе из скважины R104 плотность пластовой нефти составляет 0,844 г/см³ при пластовом давлении и температуре соответственно 9,86 МПа и

36,3°C. Давление насыщения – 1,63 МПа, газосодержание – 6,08 м³/т, объемный коэффициент – 1,022, усадка – 2,19%, вязкость пластовая – 6,24 МПа·с.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Свойства нефти изучены по 5 кондиционным пробам из скважин 20, 73, 75 (блок I).

Плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,835г/см³ при пластовом давлении и температуре соответственно 11,3 МПа и 39,0°C Давление насыщения – 1,88 МПа, газосодержание – 5,21 м³/т, объемный коэффициент – 1,045, усадка – 4,07 %, вязкость пластовая – 15,3 МПа·с, коэффициент растворимости составляет 1,65 м³/м³/МПа.

Диапазоны изменения и средние значения свойств нефти в пластовых условиях – в таблице 2.3.2.2.

Таблица 2.3.2.2 - Диапазоны изменения и средние значения свойств нефти в пластовых условиях

Период изуче- ности	Наименование	Кол-во иссл-ных		Диапазон изменения	Сред. значе- ние	Кол-во иссл- ных		Сред. значе- ние
		скв.	проб			скв.	проб	
На дату проектирования-АР 2024г	Крыло	Северо-западное						
	Горизонт	Т ₂ -I. Пласт В						
	Блок	VI				III		
	Давление насыщения газом, МПа	2	4	0,91-2,53	1,80	1	1	4,29
	Газосодержание, м³/т	2	4	2,66-22,38	13,4	1	1	1,23
	Пластовая температура, °С	2	5	37-41,9	38,9	1	1	31,5
	Пластовое давление, МПа	2	5	6,71-12,7	10,9	1	1	9,4
	Плотность пластовой нефти, г/см³	2	4	0,794-0,839	0,812	1	1	0,8553
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	2	4	0,837-0,848	0,842	1	1	0,8666
	Вязкость, МПа*с	2	4	3,33-8,87	5,84	-	-	-
	Объемный коэффициент, доли ед.	2	4	1,015-1,108	1,062	1	1	1,0152
	Усадка, %	2	4	1,44-9,78	5,76	1	1	1,5
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	2	3	0,25-0,751	0,522	1	1	0,248
	Крыло	Северо-западное						
	Горизонт	Т ₂ -II						
	Блок	IV			VI			
	Давление насыщения газом, МПа	1	1	2,4	1	3	2,22-2,59	2,4
	Газосодержание, м³/т	1	1	7,8	1	3	28,08-40,41	36,2
	Пластовая температура, °С	1	1	36,1	1	3	36-40	37,3
	Пластовое давление, МПа	1	1	12,5	1	3	11,0-14,0	13,0
	Плотность пластовой нефти, г/см³	1	1	0,877	1	3	0,760-0,760	0,760
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	1	1	0,903	1	3	0,798-0,871	0,799
	Вязкость, МПа*с	1	1	16,40	1	2	1,39-1,52	1,45
	Объемный коэффициент, доли ед.	1	1	1,032	1	3	1,091-1,141	1,114
	Усадка, %	1	1	3,05	1	3	8,3-12,37	10,24
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	1	1	0,295	1	1	0,87	0,87

Продолжение таблицы 2.3.2.2

Период изуче- ности	Наименование	Кол-во иссл-ных		Сред. значе- ние	Кол-во иссл-ных		Диапазон изменения	Сред. значе- ние
		скв.	проб		скв.	проб		
На дату проектирования-АР 2024г	Крыло	Северо-западное			Юго-западное крыло			
	Горизонт	Т2-III			Горизонт Т2-I. Пласт В			
	Блок	IV			VI			
	Давление насыщения газом, МПа	1	1	1,63	3	5	0,65-4,69	1,77
	Газосодержание, м³/т	1	1	7,15	3	5	3,96-7,91	6,05
	Пластовая температура, °С	1	1	36,3	3	5	37-40,5	39,0
	Пластовое давление, МПа	1	1	9,86	3	5	8,19-12,8	11,5
	Плотность пластовой нефти, г/см³	1	1	0,844	3	5	0,771-0,864	0,837
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	1	1	0,85	3	4	0,860-0,866	0,862
	Вязкость, МПа*с	1	1	6,24	3	5	11,09-22,61	15,0
	Объемный коэффициент, доли ед.	1	1	1,022	3	5	1,012-1,14	1,045
	Усадка, %	1	1	2,19	3	5	1,18-12,47	4,14
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	1	1	0,377	3	4	0,24-5,70	1,650
Период изученности	Наименование	Кол-во иссл-ных		Сред. значе- ние	Кол-во иссл-ных		Диапазон изменения	Сред. значе- ние
		скв.	проб		скв.	проб		
	Крыло	Северо-западное крыло						
	Горизонт	Т2-I. Пласт А			Т2-I. Пласт В			
	Блок	VI			VI			
	Давление насыщения газом, МПа	1	1	0,84	3	5	0,91-2,53	1,79
	Газосодержание, м³/т	1	1	2,3	3	6	2,66-22,38	14,0
	Пластовая температура,°С	1	1	50,0	3	6	37,0-42,8	39,6
	Пластовое давление, МПа	1	1	7,0	3	5	6,71-12,70	10,8
	Плотность пластовой нефти, г/см³	1	1	0,899	3	5	0,794-0,899	0,821
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	1	1	0,911	3	5	0,837-0,848	0,841
	Вязкость, МПа*с	-	-	-	3	5	2,44-8,87	5,16
	Объемный коэффициент, доли ед.	1	1	1,022	3	5	1,015-1,108	1,062
	Усадка, %	1	1	2,16	3	5	1,44-9,78	5,78
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	1	1	0,284	3	4	0,25-0,803	0,593

Продолжение таблицы 2.3.2.2

Период изученности	Наименование	Кол-во иссл-ных		Диапазон изменения	Сред. знач-е	Кол-во иссл-ных		Диапазон изменения	Сред. значе- ние
		скв.	проб			скв.	проб		
	Крыло	Северо-западное крыло							
	Горизонт	Т2-I. Пласт В							
	Блок	III				Всего			
	Давление насыщения газом, МПа	2	3	0,50-4,29	2,04	5	8	0,5-4,29	1,88
	Газосодержание, м³/т	2	3	1,23-3,13	1,97	3	9	1,23-22,38	9,5
	Пластовая температура, °С	2	3	31,5-37,9	34,10	3	9	31,5-42,8	37,8
	Пластовое давление, МПа	2	3	2,73-9,40	7,00	3	8	2,73-12,70	9,5
	Плотность пластовой нефти, г/см³	2	3	0,826-0,898	0,860	3	8	0,794-0,898	0,813
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	2	3	0,863-0,904	0,878	3	8	0,794-0,904	0,878
	Вязкость, МПа*с	-	-	-	-	2	5	2,44-8,87	5,16
	Объемный коэффициент, доли ед.	2	3	1,010-1,015	1,013	3	8	1,010-1,108	1,044
	Усадка, %	2	3	0,99-1,5	1,33	3	8	0,99-9,78	4,11
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	2	3	0,205-0,282	0,245	3	7	0,205-0,803	0,444
	Крыло	Северо-западное крыло							
	Горизонт	Т₂-II							
	Блок	IV				VI			
	Давление насыщения газом, МПа	1	2	0,63-2,43	1,53	3	3	0,91-2,59	1,80
	Газосодержание, м³/т	1	2	2,12-7,85	5,0	3	5	6,85-40,41	25,2
	Пластовая температура, °С	1	2	32,89-37,9	35,0	3	5	36-40,7	38,0
	Пластовое давление, МПа	1	2	11,1-12,5	11,8	3	5	10,5-14,0	12,2
	Плотность пластовой нефти, г/см³	1	2	0,877-0,898	0,887	3	5	0,760-0,858	0,789
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	1	2	0,897-0,903	0,900	3	5	0,798-0,846	0,811
	Вязкость, МПа*с	1	1	-	16,40	3	4	1,39-11,6	3,98
	Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1,022-1,0315	1,027	3	5	1,035-1,141	1,085
	Усадка, %	1	2	2,16-3,05	2,61	3	5	3,39-12,37	7,74
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	1	2	0,30-0,31	0,301	3	3	0,649-0,886	0,802

Продолжение таблицы 2.3.2.2

Период изученности	Наименование	Кол-во ис- ных		Диапазон изменения	Сред. значе- ние	Кол-во ис- ных		Сред. знач-е
		скв.	проб			скв.	проб	
На дату отчета ДПР-2026г	Крыло	Северо-западное крыло						
	Горизонт	Т2-II				Горизонт Т2-III		
	Блок	Всего				VI		
	Давление насыщения газом, МПа	4	7	0,63-2,59	1,72	1	1	1,63
	Газосодержание, м³/т	4	8	2,1-40,41	19,4	1	1	7,15
	Пластовая температура, °С	4	9	33,8-40,7	37,2	1	1	36,3
	Пластовое давление, МПа	4	9	8,4-14,0	12,1	1	1	9,86
	Плотность пластовой нефти, г/см³	4	9	0,760-0,898	0,817	1	1	0,844
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	4	9	0,797-0,903	0,817	1	1	0,85
	Вязкость, МПа*с	4	6	1,39-16,4	6,46	1	1	6,24
	Объемный коэффициент, доли ед.	4	8	1,022-1,141	1,069	1	1	1,022
	Усадка, %	4	9	2,16-12,37	6,27	1	1	2,19
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	4	7	0,30-0,89	0,601	1	1	0,377
	Крыло	Юго-западное крыло						
	Горизонт	Т2-I. Пласт В						
	Блок	I						
	Давление насыщения газом, МПа	3	5	1,2-4,69	1,88			
	Газосодержание, м³/т	3	5	1,85-7,91	5,21			
	Пластовая температура, °С	3	5	37,0-40,5	39,0			
	Пластовое давление, МПа	3	5	8,19-12,8	11,3			
	Плотность пластовой нефти, г/см³	4	7	0,771-0,864	0,835			
	Плотность сепарированной нефти при 20°С, г/см³	4	6	0,860-0,8613	0,861			
	Вязкость, МПа*с	4	7	11,02-22,61	15,3			
	Объемный коэффициент, доли ед.	4	7	1,008-1,140	1,045			
	Усадка, %	4	7	0,84-12,47	4,07			
	Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	4	6	0,13-5,70	1,65			

2.3.3. Товарная характеристика нефти

Товарная характеристика нефти изучена по 3 пробам, отобранным в скважине 4 на северо-западном крыле из интервалов 1063-1072; 1072-1082м, 1090-1092 м горизонта Т₂-I пласта А и в скважине 20 на юго-западном крыле из интервала 1186-1196 м горизонта Т₂-I пласта В (приложение 3 кн.4 ПЗ-2018г). Исследования проводились в 1991 году.

Горизонт Т₂-I. Пласт А. По данным исследований нефть тяжелая (плотность 0,9036-0,9246 г/см³), малосернистая (содержание серы 0,24-0,35% масс), высокосмолистая (содержание силикагелевых смол 19,0-24,19% масс), содержание асфальтенов 0,28-0,71% масс, нефть из инт.1063-1072; 1072-1082м малопарафинистая (содержание парафина 0,47% масс), из инт. 1090-1092 м - парафинистая (содержание парафина 1,09% масс).

Горизонт Т₂-I. Пласт В. По данным исследований нефть средняя (плотность 0,8606 г/см³), малосернистая (содержание серы 0,21% масс), малосмолистая (содержание

силикагелевых смол 2,76% масс), содержание асфальтена 0,04% масс, парафинистая (содержание парафина 2,2% масс).

2.3.4. Компонентный состав выделившегося газа и его физические свойства

Компонентный состав выделившегося газа и его физические свойства изучены по 24 пробам из 14 скважин (20, 73, 75, 77, 81, 82, 84, 92, 93, R101, R104, R105, R106, оц-107), из них после АР-2024г новые 7 анализов из 7 скважин (77, 82, 84, R101, R104, R106, оц-107).

На юго-западном крыле 2 пробы из скважины 73 отнесены к некондиционным, из-за некондиционных глубинных проб и на северо-западном крыле одна пробе из скважин 84, оц-107 (блок III) и 2 пробы из скважин 77, 92 (блок VI) отнесены к некондиционным. К некондиционным пробы отнесены из-за низких значений метана 13,675 % моль (скв.84), 82,71 % моль (скв. оц-107), 12,834 % моль (скв.92) и по одной пробе из скважины 77 значение метана 47,646% моль, тогда как по 2 пробам значение метана 22,259 - 22,495 % моль при одинаковой глубине 1197-1208м. Некондиционные значения параметров не учитывались при определении их средних значений.

Так же на месторождении отобраны устьевые пробы газа по 36 пробам из 15 скважин (4, 20, 73, 75, 77, 81, 83, 82, 84, 92, 93, R101, R104, R105, оц-107) на дату составления данного отчета дополнительно отобраны 21 устьевые пробы газа в скважинах №№ 4, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R-101, R-104, R-105, оц-107.

Северо-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт А. По одному анализу из скважины R105, содержания в среднем метана составляет 50,361 % моль, этана – 8,101 % моль, пропана – 5,534 % моль, бутанов – 10,154% моль, пентанов – 2,147 % моль, гексана – 1,082 % моль, углекислого газа – 0,536 % моль, азота – 13,933 % моль.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившегося газа по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу по горизонту классифицируется как жирный, низкоуглекислый и азотный.

Горизонт Т₂-I. Пласт В. По 5 анализам из 2 скважин 81, 82, 93 (блок VI), содержания в среднем метана составляет 31,028 % моль, этана – 18,23 % моль, пропана – 21,537 % моль, бутанов – 7,871% моль, пентанов – 1,789 % моль, гексана – 1,060 % моль, углекислого газа – 0,258 % моль, азота – 7,735 % моль. Плотность газа по воздуху – 1,187.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившегося газа по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу по горизонту классифицируется как жирный, низкоуглекислый и азотный.

Горизонт Т₂-II. Блок IV. По двум анализам из скважины R101 содержания метана составляет 67,332 % моль, этана – 21,609 % моль, пропана – 1,033 % моль, бутанов – 0,250 % моль, пентанов – 0,100 % моль, гексана – 0,054 % моль, углекислого газа – 0,11 % моль, азота – 9,3785 % моль.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившегося газа по

А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу по горизонту классифицируется как жирный, низкоуглекислый и низкоазотный.

Блок VI. По 3 кондиционным анализам из скважин 77, R106 содержания в среднем метана составляет 24,872 % моль, этана – 17,015 % моль, пропана – 22,213 % моль, бутанов 11,1774-% моль, пентанов – 2,471 % моль, гексана – 1,045 % моль, углекислого газа – 0,115% моль, азота – 7,853 % моль. Плотность газа по воздуху – 1,375.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившегося газа по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу по горизонту классифицируется как жирный, низкоуглекислый и низкоазотный.

Горизонт Т₂-III. Блок IV. По одному анализу из скважины R104 содержания метана составляет 22,400 % моль, этана – 25,693 % моль, пропана – 25,989 % моль, бутанов – 7,205 % моль, пентанов – 1,254 % моль, гексана – 0,541 % моль, углекислого газа – 0,214 % моль, азота – 6,977 % моль.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившегося газа по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу по горизонту классифицируется как жирный, низкоуглекислый и низкоазотный.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. По 4 анализам из скважин 20, 73, 75 содержания метана составляет 30,943 % моль, этана – 21,914 % моль, пропана – 24,269 % моль, бутанов – 5,696 % моль, пентанов – 0,796 % моль, гексана - 0,542 % моль, углекислого газа – 0,105 % моль, азота – 8,290 % моль. Плотность газа по воздуху – 1,167.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившегося газа по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу по горизонту классифицируется как жирный, низкоуглекислый и низкоазотный.

Результаты анализов выделившегося газа в таблице 2.3.4.1.

Компонентный состав поверхностной пробы газа приведен в таблице 2.3.4.2.

Таблица 2.3.4.1. Компонентный состав выделившегося газа

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт, пласт	Блок	Основные компоненты, % моль													
				метан CН4	этан C2Н6	пропан C3Н8	изобутан CН(CН3)3	бутан C4Н10	изопентан CН3(CН2)3 CН3	пентан C5Н12	гексан C6Н14	гептан C7Н16	октан C8Н18	нонан C9Н20	декан C10Н22	ундекан C11Н24	азот N2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	17	18	19
Северо-западное крыло																	
R-105	1086,7-1088,2	T2-I, А	VI	50,361	8,101	5,534	5,712	10,154	2,189	2,147	1,082	0,17	0,059	0,013	0,005	0,002	13,9
Среднее знач.по гор.Т2-I пласт А																	
81	1118-1123	T2-I, В	VI	19,711	22,881	28,312	7,891	7,305	2,036	1,266	0,508	0,759	0,028	0,005	0,004	0,001	8,87
81	1113-1123			28,236	17,548	25,233	8,206	8,207	2,494	1,565	0,599	0,919	0,105	0,004	-	-	6,66
81	1113-1123			31,006	15,931	18,148	5,841	8,327	2,691	3,48	3,213	0,889	0,034	0,009	0,009	0,003	10,0
82	1116-1123			38,694	17,484	13,922	10,221	6,829	2,013	1,154	0,499	0,159	0,066	0,02	0,014	-	8,81
93	1126,7-1131,4			37,492	16,581	22,070	7,197	7,626	2,350	1,48	0,481	0,181	0,024	0,005	0,002	0,001	4,24
Среднее знач. по блоку VI				31,028	18,235	21,537	7,871	7,659	2,317	1,789	1,060	0,581	0,051	0,009	0,007	0,002	7,73
84*	1119-1127	T2-I, В	III	13,675	9,425	18,758	9,261	9,434	3,834	2,852	2,027	3,898	0,364	0,022	0,013	0,006	26,2
84*	1119-1127			17,81	13,478	18,829	7,117	8,355	2,369	1,538	0,961	0,138	0,044	0,01	0,004	0,002	29,0
оц-107*	1109-1115			82,71*	2,334	0,479	0,279	0,881	0,322	0,217	0,174	0,029	0,016	0,005	0,003	0,002	12,5
Среднее знач. по гор.Т2-I пласт В				31,028	18,235	21,537	7,871	7,659	2,317	1,789	1,060	0,581	0,051	0,009	0,007	0,002	7,73
R-101	1217-1219	T2-II	IV	74,448	20,295	1,461	0,164	0,08	0,049	0,03	0,069	0,109	0,008	0,006	0,009	0,001	3,18
R-101	1217-1219			60,215	22,922	0,604	0,335	0,119	0,033	0,011	0,039	0,004	0,003	0,001	0,002	0,002	15,5
Среднее знач. по блоку IV				67,332	21,609	1,033	0,250	0,100	0,041	0,021	0,054	0,057	0,006	0,004	0,006	0,002	9,37
77	1197-1208	T2-II	VI	22,259	17,565	26,647	8,746	10,942	3,172	2,548	1,119	1,694	0,031	0,009	0,003	0,001	5,13
				22,495	17,746	26,947	8,931	11,161	3,252	2,578	1,043	1,357	0,019	0,005	0,003	0,001	4,32
77*	1197-1208			45,263*	16,123	8,042	6,570	5,592	1,116	0,968	0,978	0,370	0,063	0,043	0,022	0,019	14,6
77*	1197-1208			47,646*	9,086	11,708	4,676	5,775	1,688	1,319	0,560	0,810	0,030	0,006	0,001	-	16,6
92*	1194-1201			12,834*	19,470	32,707	10,985	13,487	3,579	2,672	0,910	1,096	0,041	0,006	0,001	-	2,19
R-106	1195,5-1196,3 1204,1-1204,6 1207,8-1208,4 1209,5-1210,3			29,863	15,733	13,046	8,993	11,427	3,073	2,288	0,972	0,283	0,042	0,019	0,025	0,013	14,0
Среднее знач. по блоку VI				24,872	17,015	22,213	8,890	11,177	3,166	2,471	1,045	1,111	0,031	0,011	0,010	0,005	7,85
Среднее знач. по гор.Т2-II				41,856	18,852	13,741	5,434	6,746	1,916	1,491	0,648	0,689	0,021	0,008	0,008	0,004	8,46
R-104	1382-1384	T2-III	IV	22,400	25,693	25,898	6,770	7,205	2,159	1,254	0,541	0,852	0,030	0,004	0,002	0,001	6,97
Юго-западное крыло																	
20	1175-1177; 1179-1186	T2-I, В	I	14,378	19,308	32,226	11,2	10,73	2,815	1,751	0,998	1,288	0,067	0,014	-	-	5,14
73*	1174-1183			49,32	5,80	2,94	0,31	0,35	0,06	0,07	0,21	0,08	0,03	-	-	-	39,8
				51,91	5,38	2,90	0,30	0,33	0,06	0,07	0,20	0,07	0,03	-	-	-	37,7
73	1174-1178;			32,61	26,65	22,06	3,60	3,065	0,372	0,235	0,114	0,03	0,039	0,017	0,003	-	11,1

Таблица 2.3.4.2 - Компонентный состав поверхностной пробы газа

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт, пласт	Блок	Основные компоненты, % моль													Плотность газа (расч.) кг/м3	Отн.плотность газа по воздуху
				метан CН4	этан C2Н6	пропан C3Н8	изобутан СН(СН3)3	бутан C4Н10	изопентан СН3(СН2)3С Н3	пентан C5Н12	гексан C6Н14	гептан C7Н16	октан C8Н18	азот N2	углекислый газ CO2	сероводород		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Северо-западное крыло																		
4	1063-1072 1072-1082	Т ₂ -I, А	VI	41,419	11,206	11,462	3,634	3,46	1,157	0,739	0,18	0,056	0,022	26,174	0,043	н/о	1,189	0,9872
R-105	1086,7-1088,2			48,176	10,047	12,801	4,611	4,265	1,159	0,742	0,172	0,058	0,034	16,949	0,749	н/о	1,189	0,9872
R-105	1086,7-1088,2			57,729	5,81	6,397	2,306	2,033	0,648	0,417	0,13	0,324	0,017	23,359	0,652	н/о	1,026	0,8521
Среднее знач. по блоку Т ₂ -I, А				49,108	9,021	10,22	3,517	3,253	0,988	0,633	0,161	0,146	0,024	22,16	0,481		1,1347	0,9422
83	устья	Т ₂ -I, В	III	42,925	16,123	16,445	4,949	5,137	1,769	1,212	0,363	0,774	0,014	9,532	0,365	н/о	1,301	1,081
83	1119-1123			38,695	9,853	11,347	4,675	4,074	1,265	0,744	0,159	0,02	0,007	28,481	0,551	н/о	1,22	1,0129
83	1119-1123			38,221	9,762	11,233	4,632	4,001	1,238	0,718	0,148	0,017	0,006	29,366	0,544	н/о	1,213	1,0115
84	устья			41,404	15,497	17,006	5,303	5,592	2,101	1,496	0,454	0,909	0,01	9,379	0,389	н/о	1,341	1,114
84	1119-1127			43,955	14,21	13,68	4,092	3,703	1,056	0,637	0,119	0,019	0,023	17,885	0,493	н/о	1,195	0,9921
84	1119-1127			48,223	14,287	11,297	2,417	2,362	0,463	0,362	0,154	0,098	0,114	18,753	0,584	н/о	1,142	0,9487
оц-107	1109-1115			78,387	5,086	2,985	1,305	1,456	0,529	0,305	0,083	0,027	0,015	9,656	0,056	н/о	0,859	0,7137
Среднее знач. по блоку III				47,401	12,117	11,999	3,9104	3,761	1,203	0,782	0,211	0,266	0,027	17,58	0,426		1,1816	0,982
81	устья	Т ₂ -I, В	IV	75,93	9,182	5,502	1,41	1,492	0,48	0,359	0,118	0,204	0,005	5,074	0,112	н/о	0,897	0,7448
81	1113-1123			52,028	15,975	11,794	2,445	2,02	0,418	0,258	0,062	0,022	0,052	14,289	0,475	н/о	1,082	0,899
81	1113-1123			52,167	16,023	11,842	2,457	2,032	0,421	0,26	0,061	0,022	0,045	14,088	0,468	н/о	1,082	0,8984
82	устья			35,871	16,252	19,31	6,514	7,071	2,6	1,744	0,362	0,425	0,008	9,292	0,263	н/о	1,41	1,171
82	1116-1123			41,113	16,801	17,898	5,157	5,014	1,486	0,908	0,137	0,017	0,01	10,885	0,454	н/о	1,282	1,0645
82	1116-1123			39,816	16,723	18,311	5,465	5,471	1,777	1,16	0,269	0,029	0,008	10,297	0,452	н/о	1,316	1,0928
93	устья			26,321	17,079	24,678	7,605	9,395	2,737	2,33	0,72	1,563	0,031	6,613	0,086	н/о	1,608	1,335
93	1126,7-1131,4			49,106	16,173	17,019	4,424	4,116	0,989	0,59	0,101	0,023	0,015	6,938	0,35	н/о	1,199	0,9962
Среднее знач. по блоку IV				46,544	15,526	15,794	4,4346	4,576	1,3635	0,951	0,229	0,288	0,022	9,685	0,333		1,2345	1,0252
Среднее знач. по блоку Т ₂ -I, В				46,944	13,935	14,023	4,19	4,196	1,2886	0,872	0,221	0,278	0,024	13,37	0,376		1,2098	1,005
R-101	устья	Т ₂ -II	IV	83,718	10,927	0,65	0,088	0,094	0,05	0,043	0,038	0,249	0,008	3,952	0,07	н/о	0,778	0,646
R-101	1217-1219			74,05	15,917	1,012	0,178	0,181	0,107	0,088	0,048	0,025	0,021	7,941	0,286	н/о	0,837	0,6953
R-101	1217-1219			81,959	7,404	0,742	0,329	0,414	0,245	0,195	0,091	0,382	0,011	7,864	0,221	н/о	0,808	0,6713
Среднее знач. по блоку III				79,909	11,416	0,8013	0,1983	0,23	0,134	0,109	0,059	0,219	0,013	6,586	0,192		0,8077	0,6709
77	устья			30,228	19,19	22,5	6,2	7,73	2,64	2,26	0,61	1,254	0,033	6,6	0,07	н/о	1,517	1,26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Юго-западное крыло																		
20	1175-1177; 1179-1186	T ₂ -I, B	I	35,185	18,713	20,162	5,58	6,38	1,679	1,278	0,321	0,541	0,018	9,529	0,227	н/о	1,387	1,151
73	1174-1183			46,16	13,79	12,8	3,97	4,91	1,92	1,62	0,59	1,252	0,022	12	0,3	н/о	1,281	1,064
73	1174-1178; 1198-1201			52,057	4,996	4,069	0,641	1,543	0,654	0,659	0,233	0,047	0,009	4,563	30,245	н/о	1,207	1,002
73	1174-1178; 1198-1201			54,356	4,268	4,918	0,239	1,935	0,544	0,454	0,228	0,034	0,07	4,747	28,112	н/о	1,179	0,979
75	1189-1192; 1193,8-1196,4			32,969	18,305	21,291	6,086	7,134	1,944	1,541	0,421	0,797	0,021	8,8	0,192	н/о	1,443	1,198
75	1189-1192; 1193,8-1196,4			45,795	13,725	12,679	4,002	4,676	1,911	1,48	0,566	1,376	0,022	12,768	0,322	н/о	1,285	1,067
Среднее знач. по блоку T ₂ -I, B				44,42	12,3	12,653	3,4197	4,43	1,442	1,172	0,393	0,675	0,027	8,735	9,9		1,297	1,077

2.3.5. Физические свойства и химический состав пластовых вод

Пробы пластовой воды на месторождении Кемерколь проанализированы в 1994, 2017, 2018, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 года. Исследования пластовой воды в 2017-2025 года проводились в лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР», ТОО «Стратум КЭР».

Всего свойства пластовых вод месторождения Кемерколь изучены по 79 пробам из 18 скважин по среднетриасовым отложениям: на северо-западном крыле по 57 пробам из 15 скважин и на юго-западном крыле - по 22 пробам из 3 скважин, в том числе 17 новые пробы из 16 скважин, отобранных после АР-2024г.

Проба воды из скважины 20 (1994г) некондиционная, т.к. общая минерализация ниже фоновых значений при одинаковой глубине залегания. В пробах воды, вероятно, присутствуют посторонняя вода. Анализы по некондиционной пробе не учитывались при определении средних значений состава и свойств вод.

Так как непосредственно на месторождении Кемерколь пробы пластовой воды из юрских отложений не отбирались, состав пластовых вод для этих отложений приведен по анализам 4 проб воды юрских отложений месторождения Жантерек Северный.

Горизонт Т₂-I пласт А охарактеризован пяти пробамии воды из скважин 4 и R-105, из них 2 новые пробы.

Минерализация воды составляет 2285,7 г/дм³, плотность воды 1,182 г/см³. Среда вод нейтральная pH=6,0, солёность °Боме (Be/100гр) равна 22,5. Содержания хлора – 171288,7 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 108003,8 мг/дм³, кальция – 3975,0 мг/дм³, магния - 1752 мг/дм³, сульфатов – 552,4 мг/дм³, гидрокарбонатов – 94,6 мг/дм³.

Горизонт Т₂-I пласт Б охарактеризован одной пробой воды из скважины 9.

Минерализация воды составляет 223,2 г/дм³, плотность воды 1,182 г/см³. Среда вод нейтральная pH=6,6, солёность °Боме (Be/100гр) равна 22,3. Содержания хлора - 135728,8 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) - 82341,7 мг/дм³, кальция - 2898,6 мг/дм³, магния - 1448,4 мг/дм³, сульфатов - 774,3 мг/дм³, гидрокарбонатов - 31,2 мг/дм³.

Горизонт Т₂-I пласт В охарактеризован 30 пробамии воды из скважин 81, 82, 83, 84, 93, в том числе 5 новыми пробамии воды из 5 скважин.

Минерализация воды изменяется от 254,1 г/дм³ до 362,8 г/дм³ в среднем составляет 286,0 г/дм³, плотность воды в среднем 1,180 г/см³. Среда вод от слабокислой до слабощелочной pH=4,79 – 7,8. Содержания хлора – 152831,0 – 184390,0 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 95828,0 - 179052 мг/дм³, кальция – 3251 - 65005 мг/дм³, магния – 840 – 4750 мг/дм³, сульфатов – 1,0 - 591,6 мг/дм³, гидрокарбонатов – 3,0 – 53,1 мг/дм³.

Горизонт Т₂-II охарактеризован 14 пробамии воды из скважин 77, 92, R101, R106 в том числе 5 новыми пробамии воды из 3 скважин.

Минерализация воды изменяется от 264,9 г/дм³ до 282,2 г/дм³ в среднем составляет 279,2 г/дм³, плотность воды 1,179 г/см³. Среда вод от слабокислой до нейтральной pH=4,26 - 6,6. Содержания хлора – 160420-169980 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 90049,7 – 105366,4 мг/дм³, кальция – 4750-12750 мг/дм³, магния – 1650-3150

мг/дм³, сульфатов – 1,0 – 102 мг/дм³, гидрокарбонатов – 5,1 – 57,4 мг/дм³.

Горизонт Т₂-III охарактеризован 7 пробами воды из скважины 9БИС и R-102, из них 2 новые пробы.

Минерализация воды изменяется от 274,4 г/дм³ до 283,8 г/дм³ в среднем составляет 278,3 г/дм³, плотность воды 1,178 г/см³. Среда вод слабокислая рН=4,97-6,6. Содержания хлора – 165420,0 – 170443,7 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 98918,4 – 106080,5 мг/дм³, кальция – 3750,0 – 8710 мг/дм³, магния – 1200,0 - 4350,0 мг/дм³, сульфатов – 1 – 488,0 мг/дм³, гидрокарбонатов – 16 - 66,0 мг/дм³.

По классификации В.А. Сулина воды среднетриасовых горизонтов на северо-западном крыле относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I пласт В охарактеризован 22 кондиционными пробами воды из скважин 20, 73, 75, в том числе 3 новыми пробами воды из 3 скважин.

Минерализация воды изменяется от 223,1 г/дм³ до 315,8 г/дм³ в среднем составляет 281,9 г/дм³, плотность воды в среднем - 1,177 г/см³. Среда вод от слабокислой до нейтральной рН=2,6-6,87. Содержания хлора – 136548,5 - 189505 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 81059,2 – 121370 мг/дм³, кальция – 2517,1 – 5000 мг/дм³, магния - 1020 – 26255,5 мг/дм³, сульфатов – 1,0 – 412,3 мг/дм³, гидрокарбонатов – 9,8 – 102 мг/дм³.

По классификации В.А. Сулина воды среднетриасового горизонта на юго-западном крыле относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа.

Юрские отложения. Общая минерализация воды по 4 пробам в среднем составляет 162,9 г/дм³, плотность воды в среднем - 1,128 г/см³. Среда вод от кислой до слабощелочной рН изменяется от 4,5 до 8. Содержания хлора в среднем 100176,1 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 57576,1 мг/дм³, кальция – 2593,1 мг/дм³, магния – 2375,1 мг/дм³, сульфатов – 29,2 мг/дм³, гидрокарбонатов – 162,2 мг/дм³.

По классификации В.А. Сулина воды юрских отложений относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа.

В таблице 2.3.5.1 представлен химический состав и физические свойства пластовых вод месторождении Кемерколь и Жантерек Северный.

Таблица 2.3.5 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

№№ скв.	Интервал отбора, м	Горизонт, пласт	Блок	Дата отбора	Плотность при 20°С, г/см³	Соленость, °Ве г/100г	Содержание ионов, (мг/дм³, мг-экв/дм³)						Общая минерализация, мг/дм³	Общая минерализация, г/дм³			
							HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
Северо-западное крыло																	
4	1063-1072 1072-1072	Т ₂ -I, А	VI	06.02.2021г	1,182	22,5	156,5 2,6	773,0 16,1	172631,3 4869,7	5250,0 262,5	1560,0 135,8	107761,9 4490,1	288230,2	288,2			
4	1063-1072; 1072-1082			15.11.2023г	1,184	22,7	104,0 1,7	1055,0 22,0	173042,0 4881,3	3250,0 162,5	1650,0 135,8	110560,3 4606,7	289700,8	289,7			
4	1063-1072; 1072-1082			01.09.2025г	1,182	22,4	40,6 0,7	740,0 15,4	170320,0 4804,5	2875,0 143,8	1725,0 142,0	108836,9 4534,9	284569,6	284,6			
R-105	1086,7-1088,2			13.07.2024г	1,182	22,4	105,0 0,17	9,0 0,2	171200,0 4829,3	4000,0 200,0	1950,0 160,5	107260,9 4469,2	284439,3	284,4			
R-105	1086,7-1088,2			15.09.2025г	1,180	22,3	66,8 1,10	185,0 3,9	169250,0 4774,3	4500,0 225,0	1875,0 154,3	105599,0 4400,0	281476,0	282			
Среднее значение по Т ₂ -I, А					1,182	22,5	94,6	552,4	171288,7	3975,0	1752,0	108003,8	285683,2	285,7			
9	1075-1096			T ₂ -I, Б	III	1994г	1,182	22,3	31,2 0,5	774,3 16,1	135728,8 3828,7	2898,6 144,6	1448,4 119,1	82341,7 3591,6	223223,0	223,2	
81	1113-1123			Т ₂ -I, В	VI	23.02.2018г	1,180	-	20,0 0,3	89,1 1,9	179165,0 5053,6	4008,0 200,0	1422,1 117,0	113695,1 4736,9	298399,2	298,4	
81	1113-1123	06.12.2021г	1,179			22,2	- -	4,0 0,1	168921,8 4765,1	4500,0 225,0	1875,0 154,3	105260,0 4385,8	280578,6	280,6			
81	1113-1123	28.04.2022г	1,1779			22,1	- -	3,0 0,1	167541,0 4726,1	3950,0 197,5	1625,0 133,7	105641,5 4394,9	278786,4	278,79			
81	1113-1123	24.10.2023г	1,179			22,2	20,7 0,3	1,0 0,0	168890,0 4764,2	4500,0 225,0	2100,0 172,8	104800,7 4366,6	280353,6	280,3			
81	1113-1123	01.08.2024г	1,179			22,2	0,0 0,0	10,0 0,2	168640,0 4757,1	3750,0 187,5	2100,0 172,8	105527,8 4397,0	280033,6	280,0			
81	1113-1123	01.09.2025г	1,180			22,2	0,0 0,0	2,0 0,0	169426,0 4779,3	3750,0 187,5	2175,0 179,0	105907,8 4412,8	281281,4	281,3			
82	1116-1123	06.10.2017г	1,178			-	8,5 0,1	107,7 2,2	179052,0 5050,4	3251,0 162,2	1341,0 110,4	179052,0 4777,9	362812,2	362,8			
		23.02.2018г	1,1789			-	11,3 0,2	98,5 2,1	180000,0 5077,1	3450,0 172,0	1405,0 115,6	114964,0 4789,5	299928,8	299,9			
82	1116-1123	06.12.2021г	1,179			21,9	- -	1,0 0,0	169143,8 4771,3	4500,0 225,0	1800,0 148,1	105557,0 4398,2	281016,3	281			
82	1116-1123	28.04.2022г	1,179			22,2	27,0 0,4	2,0 0,0	169420,0 4770,1	3800,0 100,0	1920,0 150,0	105912,9 4431,6	281114,4	281,11			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
83	1119-1123	T ₂ -I, B	III	06.12.2021г	1,1810	22,1	-	480,0	171204,6	5125,0	1875,0	106293,5	284995,8	285			
							-	10,0	4829,5	256,3	154,3	4428,9					
83	1119-1123			28.04.2022г	1,180	22,3	-	128,0	169974,0	4150,0	1950,0	106101,3	282310,4	282,3			
							-	2,7	4794,8	207,5	160,5	4429,4					
83	1119-1123			24.10.2023г	1,181	22,4	44,8	243,0	170320,0	5000,0	1800,0	105891,9	283363,7	283,4			
							0,7	5,1	4804,5	250,0	148,1	4412,2					
83	1119-1123			31.07.2024г	1,180	22,3	20,2	111,0	169760,0	4500,0	2550,0	104555,6	281503,5	281,5			
							0,3	2,3	4788,7	225,0	209,9	4356,5					
83	1119-1123			01.09.2025г	1,181	22,4	28,5	400,0	170564,0	4625,0	2325,0	105542,1	283494,4	283,5			
							0,5	8,3	4811,4	261,3	191,4	4397,6					
84	1119-1127			06.10.2017г	1,1780	-	13,4	21,7	184390,0	4348,0	1433,6	114155,0	304361,7	304,4			
							0,2	0,5	5201,0	217,0	118,0	4866,2					
84	1119-1127			23.02.2018г	1,1802	-	18,5	23,5	152831,0	3984,0	1439,2	95828,0	254124,2	254,1			
							0,3	0,5	4310,8	198,8	118,5	3993,9					
84	1119-1127			06.12.2021г	1,1790	22,2	-	14,0	169492,5	5500,0	1800,0	104599,5	281434,9	281,4			
							-	0,3	4781,2	275,0	148,1	4358,3					
84	1119-1127			28.04.2022г	1,178	22,1	-	7,0	168120,0	4200,0	1900,0	105216,2	279459,1	279,5			
							-	0,1	4742,5	210,0	156,4	4376,2					
84	1119-1127	24.10.2023г	1,179	22,3	17,7	83,0	168660,0	5750,0	1950,0	103481,1	279967,4	280,0					
					0,3	1,7	4757,7	287,5	160,5	4311,7							
84	1119-1127	31.07.2024г	1,180	22,3	0,0	100,0	169560,0	5500,0	1500,0	105280,8	281982,0	282,0					
					0,0	2,1	4783,1	275,0	123,5	4389,7							
84	1119-1127	01.09.2025г	1,180	22,3	22,3	29,0	170120,0	4000,0	2550,0	105359,2	282081,5	282,1					
					0,4	0,6	4789,9	200,0	209,9	4390,0							
Среднее значение по T ₂ -I, B					1,180	22,3	22,3	109,7	170922,0	4417,5	1898,4	108652,8	286034,8	286,0			
101	1217-1219	T ₂ -II	IV	15.11.2023г	1,179	22,2	32,2	-	168780,0	6500,0	2250,0	102033,9	279684,0	279,7			
							0,5	-	4761,1	325,0	185,2	4251,4					
101	1217-1219			09.08.2024г	1,179	22,1	9,9	13,0	168500,0	5750,0	2100,0	103038,4	279429,0	279,4			
							0,2	0,3	4753,2	287,5	172,8	4293,3					
101	1217-1219			18.09.2025г	1,179	22,2	15,8	2,0	168980,0	6500,0	2400,0	101867,6	279783,0	279,8			
							0,3	0,0	4766,7	325,0	197,5	4244,5					
77	1197-1208				06.12.2021г	1,180	22,0	-	2,0	169302,0	5125,0	2025,0	104470,1	280869,3	280,9		
								-	-	4775,8	256,3	166,7	4352,9				
77	1197-1208		28.04.2022г		1,180	22,2	-	5,0	169650,0	4900,0	1890,0	104954,8	281420,1	281,4			
							-	0,1	4785,6	245,0	155,6	4358,2					
77	1197-1208		24.10.2023г		1,180	22,2	16,9	13,0	169361,0	5250,0	2250,0	103927,8	280848,0	280,8			
							0,3	0,3	4777,5	262,5	185,2	4330,3					
77	1197-1208		28.07.2024г		1,180	22,2	33,0	102,0	169760,0	4750,0	3150,0	103071,0	280876,9	281,9			
							0,5	2,1	4788,7	237,5	259,3	4294,6					
77	1197-1208		01.09.2025г	1,180	22,3	57,4	-	169932,0	4875,0	1950,0	105366,4	282182,3	282,2				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
оц-107	1380,1-1383,8	Т ₂ -III	II	20.08.2025г	1,178	22,1	24,3 0,4	102,0 2,1	168296,0 4747,4	3750,0 187,5	2675,0 220,2	104214,7 4342,3	279086,0	279,1		
9БИС	1334-1353 1357-13664		III		06.12.2021г	1,181	22,3	-	488,0	170443,7	5000,0	1800,0	106080,5	283837,4	283,8	
								-	10,2	4808,0	250,0	148,1	4420,0			
9БИС	1334-1353 1357-13664				28.04.2022г	1,176	21,8	66,0	4,0	165420,0	4350,0	1650,0	103372,9	274882,1	274,9	
								1,1	0,1	4666,3	217,5	135,8	4314,2			
9БИС	1334-1353; 1357-1364				15.11.2023г	1,178	22,0	16,0	2,0	167460,0	8500,0	1800,0	99623,8	277469,5	277,5	
								0,3	0,0	4723,8	425,0	148,1	4151,0			
9БИС	1334-1353; 1357-1364				02.08.2024г	1,179	22,1	0,0	1,0	169860,0	5750,0	4350,0	99504,8	279492,0	279,5	
								0,0	0,0	4791,5	287,5	358,0	4146,0			
9БИС	1334-1353; 1357-1364		01.09.2025г	1,176	21,8	16,8	1,0	165740,0	7500,0	2175,0	98918,4	274382,8	274,4			
		0,3				0,0	4675,3	675,0	179,0	4121,6						
102	1408-1410			08.11.2023г	1,179	22,2	21,8	17,0	168190,0	8710,0	1200,0	101061,0	279207,1	279,2		
							0,4	0,4	4744,4	435,5	98,8	4210,9				
Среднее значение по Т ₂ -III					1,178	22,0	24,1	87,9	167915,7	6222,9	2235,7	101825,2	278336,7	278,3		
Юго-западное крыло																
20*	1174-1176	Т ₂ -I, B	I	1994г	1,185	22,3	20,2 0,3	412,3 8,6	136548,5 3851,9	2517,1 125,6	2545,5 209,3	81059,2 3525,9	223102,8	223,1		
20	1186-1196			06.10.2017г	1,177	-	9,8 0,2	49,1 1,0	185570,0 5234,3	3841,6 191,7	1285,3 105,8	116079,0 4936,9	306834,8	306,8		
20	1175-1177 1179-1186			23.02.2018г	1,1791	-	25,1 0,4	51,3 1,1	189505,0 5345,2	3466,9 173,0	1400,2 115,2	121370,0 5057,4	315818,46	315,8		
20	1175-1177 1179-1186			06.12.2021г	1,179	22,1	- -	76,0 1,6	169492,5 4781,2	4250,0 212,5	2250,0 185,2	105241,7 4385,1	281313,4	281,3		
20	1175-1177 1179-1186			28.04.2022г	1,178	22,0	40,0 0,7	6,0 0,1	167280,0 4718,8	4000,0 200,0	1600,0 131,7	105198,4 4387,8	278127,1	278,1		
20	1175-1177; 1179-1186			15.11.2023г	1,179	22,2	36,3 0,6	13,0 0,3	168780,0 4761,1	4750,0 237,5	1950,0 160,5	104734,6 4363,9	280272,7	280,3		
20	1175-1177; 1179-1186			29.08.2024г	1,179	22,1	0,0 0,0	18,0 0,4	168400,0 4750,4	4250,0 212,5	2400,0 197,5	104176,7 4340,7	279246,0	279,2		
20	1175-1177; 1179-1186			01.09.2025г	1,179	22,2	33,6 0,6	121,0 2,5	169032,0 4768,2	3750,0 187,5	2625,0 216,0	104824,9 4367,7	280389,2	280,4		
73	1169-1180 1188-1194			06.10.2017г	1,175	-	24,4 0,4	104,6 2,2	184863,0 5214,3	3848,0 192,0	1297,0 106,7	114205,0 4915,9	304341,97	304,3		
73	1174-1178 1198-1201			23.02.2018г	1,1765	-	39,7 0,7	101,5 2,1	159243,0 4491,7	3483,0 173,0	1344,3 110,6	101007,5 4207,9	265219,0	265,2		
73	1174-1178 1198-1201			06.12.2021г	1,178	-	102,0 1,7	134,0 2,8	168161,0 4743,6	4500,0 225,0	1950,0 160,5	104702,1 4362,6	279552,9	279,6		
73	1174-1178 1198-1201			28.04.2022г	1,1773	22,0	52,0 0,9	17,0 0,4	166875,0 4707,3	4100,0 205,0	1650,0 135,8	105172,5 4367,7	277871,4	277,9		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
75	1189-1192; 1193,8-1196,4			09.08.2024г	1,177	21,9	0,0	6,0	166650,0	4250,0	2250,0	103282,3	276439,0	276,3	
75	1189-1192; 1193,8-1196,4			01.09.2025г	1,177	22,0	37,1	1,0	166650,0	4250,0	2250,0	103294,3	276489,2	276,5	
							0,6	0,0	4701,0	212,5	185,2	4303,9			
Среднее значение по Т ₂ -I, В					1,177	22,0	34,2	56,4	169891,0	4117,7	1824,3	105937,5	281865,8	281,9	
Месторождение Жантерек Северный															
ZhanN-1	567-571	Ю-I	-	17.10.2015	1,110	14,3	164	32,8	87432,8	1264,7	1499,6	52493,1	142887,0	142,9	
							2,68	0,68	2466,37	63,11	123,32	2283,3			
ZhanN-3	621-628	Ю-II	-	18.09.2015	1,119	15,3	166,7	36	94298,7	1374,8	1723,7	56398,6	153998,5	154,0	
							2,73	0,75	2660,05	68,6	141,75	2453,18			
ZhanN-1	658-660, 664-669	Ю-III	-	09.05.2013	1,134	17,1	147,2	21,9	106367	5693	3972,4	55006,1	171207,7	171,2	
							2,4	0,46	2999,6	284,1	326,5	2392,8			
ZhanN-1	706-710; 714,5-716	Ю-IV	-	27.04.2013	1,148	18,3	170,8	26	112606	2040	2304,6	66406,4	183553,2	183,6	
							2,8	0,54	3175,5	101,8	189,4	2888,7			
Среднее значение по юре					1,128		162,2	29,2	100176,1	2593,1	2375,1	57576,1	162911,6	162,9	

2.4. Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

Специальные анализы по определению коэффициента вытеснения нефти водой выполнены в скважинах 76, 77, 81, R-104, R-105, R-106 и оц-7 лабораториями ТОО «Везерфорд – КЭР», ТОО «Стратум КЭР». Из них по скважинам R-106 и оц-7 керн был отобран после АР-2024г.

По скважине 76 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 3 образцам и изменяется в пределах от 51,4% до 62,49% д.ед в среднем составляет 58,09%.

По скважине 77 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 7 образцам и изменяется в пределах от 76,15% до 84,62% д.ед в среднем составляет 79,86%.

По скважине 81 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 8 образцам и изменяется в пределах от 77,05 % до 81,53 % д.ед в среднем составляет 79,54%.

По скважине R-102 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 3 образцам и изменяется в пределах от 24,0 % до 63,25 % д.ед в среднем составляет 45,39%.

По скважине R-104 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 10 образцам и изменяется в пределах от 9,02 % до 80,36 % д.ед в среднем составляет 35,93%.

По скважине R-105 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 3 образцам и изменяется в пределах от 49,36 % до 84,41 % д.ед в среднем составляет 63,61%.

По скважине R-106 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 3 образцам и изменяется в пределах от 68,54 % до 72,14 % д.ед в среднем составляет 70,71%.

По скважине оц-107 определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено по 3 образцам и изменяется в пределах от 54,37 % до 62,15 % д.ед в среднем составляет 59,40%.

Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по вышеперечисленным скважинам, представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 - Результаты коэффициента вытеснения нефти пластовой водой

№ обр.	Глубина, м	Пористость %	Кпр,мД	Эффектив. прониц. по нефти, %	Эффектив. прониц. по воде, %	Квыт (от общ объема нефти), %	Квыт (от общ объема пор), %
Скважина 76							
8ds	1325,75	20,43	4,03	36,5	25,17	60,37	38,34
16ds	1329,64	6,14	1,66	39,8	29,26	51,4	30,95
17	1330,41	19,01	11,82	33,5	24,95	62,49	41,55
Среднее		15,19	5,84	36,60	25,06	58,09	36,95
Скважина 77							
11	1013,96	32,58	1381,56	20,1	16,85	78,91	63,05
16ds	1016,84	30,87	287,89	22,4	13,01	83,24	64,29
46ds	1071,77	31,17	960,75	17,8	12,65	84,62	69,55
52ds	1074,89	30,86	993,45	18,7	18,24	77,56	63,05
58ds	1077,82	33,07	1313,71	19,6	19,18	76,15	61,22

61	1079,24	34,22	1725,34	19,5	17,64	78,08	62,86
64ds	1080,89	29,07	2135,66	17,5	16,11	80,47	66,39
Среднее		31,69	1256,91	19,37	16,24	19,86	64,39

Продолжение табл. 2.4.1

№ обр.	Глубина, м	Пористость, %	Кпр, мД	Эффектив. прониц. по нефти, %	Эффектив. прониц. по воде, %	Квыт (от общ объема нефти), %	Квыт (от общ объема пор), %
Скважина 81							
1	1112,82	35,34	645,04	20,6	15,54	80,43	63,86
8ds	1115,99	31,13	419,7	21,5	18,02	77,05	60,49
11	1117,22	32,16	537,62	21,3	15,64	80,12	63,06
15	1119,32	28,59	65,04	23,9	14,06	81,53	62,04
24ds	1129,46	28,94	552,16	23,1	16,03	79,15	60,87
26ds	1196,96	25,2	220,56	22,1	16,18	79,23	61,72
34	1204,89	22,58	67,72	27,4	16,04	77,9	56,56
424ds	1208,78	22,27	184,56	23,4	14,64	80,88	61,96
Среднее		28,28	336,55	22,91	15,77	79,54	61,32
R-102							
46	1357,28	19,53	1,854	9,17	87,93	24,0	24,08
4ds	1360,62	25,73	188,747	27,2	25,99	63,25	61,61
59	1362,05	15,66	12,214	34,68	32,12	48,91	46,72
Среднее		20,31	67,61	23,68	48,68	45,39	44,14
R-104							
5ds	1133,55	14,63	2,66	45,84	46,17	14,85	14,46
19ds	1142,38	18,2	2,78	23,41	71,6	17,59	18,24
28ds	1146,46	22,99	6,96	6,1	92,4	19,71	20,37
29	1146,73	21,85	3,94	20,15	77,85	9,02	9,11
43	1170,07	23,24	6,47	30,44	59,27	25,26	22,23
46	1172,35	18,59	41,45	17,07	76,43	27,55	26,05
59ds	1216,6	29,46	514,15	15,37	21,76	80,36	44,08
60ds	1216,78	28,14	319,92	17,33	23,7	77,29	47,12
64	1220,03	15,66	12,68	29,6	49,76	41,09	33,63
65ds	1220,16	20,72	18,31	35,4	33,78	46,54	35,06
Среднее		21,35	92,93	24,07	55,27	35,93	28,43
R-105							
18ds	1215,15	18,68	245,296	10,44	33,06	84,41	32,83
49ds	1276,64	26,03	148,75	28,57	33,47	57,06	31,06
51	1277,48	23,04	52,00	32,80	35,23	49,36	30,43
Среднее		22,58	148,68	23,94	33,92	63,61	31,44
R-106							
18ds	1128,41	30,06	1119,754	24,04	13,72	72,14	42,73
49ds	1133,15	27,44	886,08	24,28	14,93	71,46	36,77
51	1138,25	29,92	1600,05	28,12	10,65	68,54	34,8
Среднее		29,14	1201,96	25,48	13,10	70,71	38,10
оц-107							
59ds	1376,28	25,68	309,33	30,86	18,48	62,15	39,12
1ds	1377,75	27,72	466,3	32,28	15,75	61,69	43,75
4ds	1378,58	26,22	121,09	35,98	21,16	54,37	41,61
Среднее		26,54	298,91	33,04	18,46	59,40	41,49

2.5 Запасы нефти и газа

В 2022 Г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.07.2022 г. (Протокол ГКЗ РК №2457-22-У от 26.09.22г).

Запасы нефти подсчитывались объемным методом по залежам и в целом по месторождению геологические/ извлекаемые запасы углеводородов составили:

нефти

по категории C_1 - 2353/ 588 тыс. т; по категории C_2 - 652/ 28,7 тыс. т.

растворенного газа

по категории C_1 – 28,8/ 8,1 млн. м3; по категории C_2 – 11,8/ 0,67 млн. м3.

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 78% и 22%.

В таблице 2.5.1 представлены утвержденные в ГКЗ РК запасы нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2022г.

В целом по месторождению на дату отчета геологические запасы нефти по категории C_1 увеличились на 82 тыс.т (+3%) за счет увеличения площади и объема залежи, по категории C_2 уменьшились на 67 тыс.т (-10%) за счет уменьшения площади и объема залежи, извлекаемые запасы нефти по категории C_1 увеличились на 18 тыс.т (+3%) и по категории C_2 уменьшились на 3 тыс.т (-9%).

В таблице 2.5.2 представлены предварительные запасы нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.05.2026г за период отчета.

Таблица 2.5.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2022г (Протокол ГКЗ РК №2457-22-У от 26.09.22г)

Горизонт, пласт	Зона	Блок	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м2	Средн.эфф. нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м3	КОЭФФИЦИЕНТЫ, д.е.			Плотность нефти, г/см3	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м3/т	Геологические запасы раств. газа, млн.м3	Извлекаемые запасы раств. газа, млн.м3
							открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Юго-восточное крыло																
J3-I	ВН	I	C2	373	1,7	634	0,32	0,62	0,986	0,896	111	0,011	1	8,3	1	0,01
Северо-западное крыло																
T2-I, A	ЧН	VI	C1	275	4,8	1327	0,24	0,58	0,923	0,914	156	0,132	21	14,25	2	0,3
	ВН			255	2,7	685	0,27	0,55	0,923	0,914	86	0,047	4	14,25	1	0,1
	ЧН		C2	23	2,8	64	0,24	0,58	0,923	0,914	8	0,066	0,5	14,25	0,1	0,01
	ВН			264	2,0	528	0,27	0,55	0,923	0,914	66	0,024	2	14,25	1	0,03
Всего T2-I, A			C1	530		2012					242		25		3	0,4
			C2	287		592					74		2,5		1,1	0,04
T2-I, B	ВН	III	C1	503	4,5	2287	0,27	0,63	0,985	0,870	333	0,376	125	1,23	0,4	0,2
	ЧН	IV	C2	173	0,6	104	0,23	0,59	0,923	0,842	11	0,188	2	14,25	0,2	0,03
	ВН			77	0,6	46	0,23	0,59	0,923	0,842	5	0,188	1	14,25	0,1	0,01
	Всего по C2			250		150					16		3		0,3	0,04
	ВН	VI	C1	424	9,3	3952	0,27	0,70	0,923	0,842	580	0,376	218	14,25	8	3
Всего T2-I, B			C1	927		6239					913		343		8,4	3,2
			C2	250		150					16		3		0,3	0,04
Всего по T2-I			C1								1155		368		11,4	3,6
			C2								90		5,5		1,4	0,08
T2-II	ВН	IV	C1	293	1,2	337	0,28	0,69	0,969	0,894	56	0,492	28	7,845	0,4	0,2
	ВН	VI	C1	281	5,7	1589	0,22	0,62	0,898	0,828	161	0,492	79	36,18	6	3
Всего T2-II			C1	574		1926					217		107		6,4	3,2
T2-III	ВН	II	В пределах горного отвода													
			C2	650	1,9	1235	0,27	0,60	0,923	0,969	179	0,030	5	14,25	3	0,1
			За пределами горного отвода													
	C2	89	1,9	169	0,27	0,60	0,923	0,969	24	0,030	1	14,25	0,3	0,01		
	Всего по бл. II		C2	739		1404					203		6		3,3	0,11
ВН	III	C1	526	8,5	4474	0,22	0,67	0,923	0,969	590	0,060	35	14,25	8	0,5	

			C2	258	4,0	1032	0,22	0,67	0,923	0,969	136	0,030	4	14,25	2	0,06
Всего T2-III			C1	526		4474					590		35		8	0,5
			C2	997		2436					339		10		5,3	0,17
T2-IV	ВН	I	C2	836	1,1	878	0,24	0,65	0,898	0,804	99	0,114	11	36,18	4	0,4
T2-V	ВН	I	C1	139	1,3	174	0,23	0,76	0,898	0,804	22	0,227	5	36,18	1	0,2
Всего по среднему триасу			C1								1984		515		26,8	7,5
			C2								528		26,5		10,7	0,65
Всего по крылу			C1								1984		515		26,8	7,5
			C2								528		26,5		10,7	0,65
Юго-западное крыло																
T2-I, B	ЧН	I	C1	54	25,9	1399	0,25	0,67	0,917	0,861	185	0,216	40	7,72	1	0,3
	ВН			118	14,7	1732	0,22	0,61	0,917	0,861	184	0,181	33	7,72	1	0,3
	ЧН	I/	C2	32	1,1	35	0,25	0,67	0,917	0,861	5	0,108	0,5	7,72	0,04	0,004
	ВН			55	1,1	61	0,25	0,67	0,917	0,861	8	0,091	0,7	7,72	0,06	0,005
Всего по крылу			C1	172		3131					369		73		2	0,6
			C2	87		96					13		1,2		0,10	0,009
Итого по месторождению			C1								2353		588		28,8	8,1
			C2								652		28,7		11,8	0,67

Таблица 2.5.2 - Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.05.2026г

Горизонт, пласт	Зона	Блок	Кате- го- рия	Площа- дь нефте- нос- ности, тыс.м ²	Ср.взв. эфф. нефте- насы- щенная толщи- на, м	Объем нефте- насы- щен- ных пород, тыс.м ³	КОЭФФИЦИЕНТЫ, д.е.			Пло- тность нефти, г/см ³	Геоло- гиче- ские запасы нефти, тыс.т.	Козф- фи- циент извлече- ния нефти, д.е.	Извле- кае- мые запасы нефти, тыс.т	Газо- содер- жа- ние, м ³ /т	Геоло- гиче- ские запа- сы раств. газа, млн.м ³	Извле- кае- мые запасы раств. газа, млн.м ³
							откры- той пори- сто-сти	нефте- насы- щен- ности	пере- счет- ный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Юго-восточное крыло																
J ₃ -I	ВН	I	C ₂	373	1,7	634	0,32	0,62	0,986	0,896	111	0,011	1	8,3	1	0,01
Северо-западное крыло																
T ₂ -I, A	ЧН	VI	C ₁	250	5,0	1256	0,24	0,58	0,923	0,914	147	0,132	19	14,25	2	0,3
	ВН			232	2,8	648	0,27	0,55	0,923	0,914	81	0,047	4	14,25	1	0,1
Всего T ₂ -I, A			C ₁	482		1904					228		23		3	0,4
T ₂ -I, B	ВН	III	C ₁	520	5,7	2940	0,27	0,63	0,985	0,870	429	0,376	161	1,23	0,5	0,2
	ЧН	IV	C ₂	173	0,6	104	0,23	0,59	0,923	0,842	11	0,188	2	14,25	0,2	0,03
	ВН			77	0,6	46	0,23	0,59	0,923	0,842	5	0,188	1	14,25	0,1	0,01
	Всего по C ₂			250		150					16		3		0,3	0,04
	ВН	VI	C ₁	424	9,3	3952	0,27	0,70	0,923	0,842	580	0,376	218	14,25	8	3
Всего T ₂ -I, B			C ₁	944		6892					1009		379		8,5	3,2
			C ₂	250		150					16		3		0,3	0,04
Всего по T ₂ -I			C ₁								1237		402		11,5	3,6
			C ₂								16		3		0,3	0,04
T ₂ -II	ВН	IV	C ₁	293	1,2	337	0,28	0,69	0,969	0,894	56	0,492	28	7,845	0,4	0,2
	ВН	VI	C ₁	281	5,7	1589	0,22	0,62	0,898	0,828	161	0,492	79	36,18	6	3
Всего T ₂ -II			C ₁	574		1926					217		107		6,4	3,2
T ₂ -III	ВН	II	C ₂	530	2,9	1538	0,27	0,60	0,923	0,969	223	0,030	7	14,25	3	0,10
	ВН	III	C ₁	526	8,5	4474	0,22	0,67	0,923	0,969	590	0,060	35	14,25	8	0,5
			C ₂	258	4,0	1032	0,22	0,67	0,923	0,969	136	0,030	4	14,25	2	0,06
Всего T ₂ -III			C ₁	526		4474					590		35		8	0,5
			C ₂	788		2570					359		11		5	0
T ₂ -IV	ВН	I	C ₂	836	1,1	878	0,24	0,65	0,898	0,804	99	0,114	11	36,18	4	0,4
T ₂ -V	ВН	I	C ₁	139	1,3	174	0,23	0,76	0,898	0,804	22	0,227	5	36,18	1	0,2
Всего по среднему триасу			C ₁								2066		549		26,9	7,5
			C ₂								474		25		9	1
Всего по крылу			C ₁								2066		549		27	8
			C ₂								474		25		9	1

Юго-западное крыло																
Т ₂ -I, В	ЧН	I	C ₁	54	25,9	1399	0,25	0,67	0,917	0,861	185	0,165	31	7,72	1	0,2
	ВН			118	14,7	1732	0,22	0,61	0,917	0,861	184	0,140	26	7,72	1	0,2
Всего по крылу			C ₁	172		3131					369		57		2	0,4
Итого по месторождению			C ₁								2435		606		28,9	7,9
			C ₂								585		26		10	0,61

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

В 2023 г разработан и рассмотрен на заседании ЦКРР РК «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь **по состоянию на 02.01.2023 г.**». (ДПРМ-2023г) (протокол ЦКРР РК № 42/9 от 24.08.2023г к реализации принят 3 вариант разработки с утверждением технологических на период 2023-2024г. [6]. Ввиду отсутствия показателей на 2025г и перспективу был разработан Анализ разработки по состоянию на 01.11.2024 г.(АРМ-2024г), в рамках которого утверждены показатели на 2024-2026 гг. Основные положения ДПРМ-2023г и АРМ-2024г в целом идентичны и включают следующие технологические решения:

- На месторождении выделено шесть объектов разработки.
- Разаб принято на уровне больше или равное $R_{нас}$.
- I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины 105 в 2023 году;
- II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена под добычу скважина 77.
- III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;
- IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, с проведением опытно-промышленного испытания новой технологии по повышению нефтеотдачи, а именно прогреве пласта, в скважине 9БИС. Предлагается использовать электродный нагреватель или обработка закачкой термодинамического реагента ТЕФ, который предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных скважин с высоковязкой нефтью. В 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина R106;
- V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76Б, разрабатываться будет на естественном режиме;
- VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20, 73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

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

Гидродинамические исследования скважин на месторождении Кемерколь проводились как на стадии разведки, так и в процессе промышленной разработки. Комплекс выполненных исследований включает исследования методом установившихся

отборов (МУО), кривой восстановления давления (КВД), а также глубинные замеры пластового и забойного давлений. Результаты исследований использованы для оценки продуктивных и фильтрационных характеристик пластов, состояния призабойной зоны скважин и энергетического состояния залежей.

Основной объем гидродинамической информации был получен до начала анализируемого периода и рассмотрен в ранее выполненных проектных документах. Накопленные результаты позволяют оценить изменчивость фильтрационных и продуктивных характеристик коллекторов.

За анализируемый послепроектный период проведено одно гидродинамическое исследование — МУО в скважине R-107 IV объекта разработки. Исследование проводилось в период с 17.11.2024 по 11.08.2025 г. в интервале перфорации 1380,1–1383,8 м. Целью исследования являлись определение фильтрационных характеристик пласта, оценка текущего пластового давления и состояния призабойной зоны коллектора.

По результатам МУО скважины R-107 текущее пластовое давление, приведенное к глубине ВДП 1380,1 м, составило 5,25 МПа. Коэффициент продуктивности по результатам построения индикаторной диаграммы составил $0,183 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2)$.

Вместе с тем в течение исследования отмечалась значительная зашумленность записи, обусловленная пульсациями забойного давления при эксплуатации скважины штанговым глубинным насосом. В результате исследованные режимы не поддавались достоверной интерпретации в билогарифмических и полулогарифмических координатах. В связи с этим фильтрационные параметры пласта, в том числе проницаемость, гидропроводность и скин-фактор, по скважине R-107 не определены. Полученные результаты могут быть использованы преимущественно для оценки текущего пластового давления и продуктивности скважины.

На всех анализируемых режимах работы скважины R-107 забойное давление оставалось выше давления насыщения нефти газом, составляющего $14,06 \text{ кгс}/\text{см}^2$. Таким образом, в исследованном диапазоне режимов условия эксплуатации скважины не сопровождались снижением забойного давления ниже давления насыщения.

С 2007 по 2025 гг. выполнено 21 гидродинамических исследований, в том числе 4 исследования МУО и 17 исследований КВД. Исследования проведены в 11 скважинах: №20, 73, 75, 77, 81, 83, 84, 92, 101, R104 и 107. Наибольшее количество исследований приходится на 2018 г., когда выполнено 5 исследований, а также на 2022 и 2023 гг. — по 4 исследования в год и в 2025г - 1 исследование

Таблица 3.1.1 -Охват скважин гидродинамическими исследованиями по имеющимся материалам

Год	МУО, кол-во	КВД, кол-во	Всего	Скважины
2007	0	1	1	73
2016	1	2	3	73; 75
2017	1	2	3	77; 81
2018	1	4	5	75; 77; 83; 84
2022	0	4	4	81; 83; 92; 101
2023	0	4	4	20; 73; 75; R104
2025	1		1	107
Итого	4	17	21	

Сводные результаты гидродинамических исследований приведены в таблице 3.1.2.

По I объекту разработки объем гидродинамической информации остается ограниченным. Имеется единичное определение пластового давления на уровне 6,13 МПа и пластовой температуры 35,38 °С. Отсутствие повторных определений не позволяет проследить изменение пластового давления и количественно оценить динамику энергетического состояния объекта.

Наиболее представительный объем информации накоплен по II объекту разработки. Начальное пластовое давление по исследованным скважинам изменялось в пределах 9,8–12,2 МПа и в среднем составляло 11,4 МПа. Текущие значения изменяются от 6,9 до 10,2 МПа при среднем значении 9,1 МПа. Снижение среднего пластового давления относительно начального уровня составляет около 2,3 МПа, или порядка 20 %.

Коэффициент продуктивности по II объекту изменяется от 1,32 до 2,659 м³/(сут·МПа) и в среднем составляет 1,99 м³/(сут·МПа). Проницаемость по результатам интерпретации КВД составляет 24,9–71,9 мД при среднем значении 48,4 мД. Полученный диапазон свидетельствует о неоднородности фильтрационных свойств коллектора в пределах объекта.

По результатам КВД скважин №81 и 83 получены отрицательные значения скин-фактора –1,53 и –5,14 соответственно, при среднем значении –3,33. Отрицательные значения скин-фактора свидетельствуют об отсутствии выраженного дополнительного фильтрационного сопротивления в призабойной зоне исследованных скважин.

По III объекту разработки начальное пластовое давление по имеющимся исследованиям изменялось в пределах 11,6–13,2 МПа и в среднем составляло 12,4 МПа. Коэффициент продуктивности характеризуется значительным диапазоном значений — от 0,341 до 27,25 м³/(сут·МПа), что указывает на существенные различия продуктивных характеристик исследованных скважин.

При этом актуальные определения текущего пластового давления по III объекту в имеющемся объеме данных отсутствуют. В связи с этим достоверно оценить изменение

его энергетического состояния относительно начального уровня на текущую дату не представляется возможным.

По IV объекту разработки начальное пластовое давление принято на уровне 9,86 МПа. По результатам проведенного в анализируемый период МУО скважины R-107 текущее пластовое давление составляет 5,25 МПа. Таким образом, снижение относительно начального уровня достигает 4,61 МПа, или около 46,8 %.

Полученные данные указывают на существенное снижение пластового давления в районе расположения скважины R-107. Вместе с тем текущее давление определено только по одной скважине, поэтому полученное значение характеризует прежде всего участок залежи, дренируемый R-107. Распространять данную величину снижения пластового давления на IV объект в целом без дополнительных исследований преждевременно.

Коэффициент продуктивности скважины R-107 составляет $0,183 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2)$. Остальные фильтрационные параметры по результатам выполненного МУО не определены вследствие недостаточного качества зарегистрированных данных.

По VI объекту разработки начальное пластовое давление изменялось в пределах 11,6–12,9 МПа и в среднем составляло около 12,0 МПа. Имеющееся текущее значение пластового давления составляет 8,36 МПа. Снижение относительно среднего начального уровня составляет около 3,64 МПа, или порядка 30 %.

Фильтрационные и продуктивные характеристики VI объекта отличаются значительной изменчивостью. Коэффициент продуктивности по ранее выполненным исследованиям изменялся в широком диапазоне, что отражает неоднородность коллекторских свойств и различную степень гидродинамической связи отдельных скважин с пластом. Полученные значения скин-фактора преимущественно характеризуют удовлетворительное состояние призабойной зоны исследованных скважин.

В целом результаты гидродинамических исследований подтверждают значительную неоднородность фильтрационных и продуктивных характеристик залежей месторождения Кемерколь. Наиболее представительный объем информации накоплен по II, III и VI объектам разработки. По I и IV объектам количество исследований остается ограниченным, что необходимо учитывать при оценке средних параметров и распространении полученных результатов на площадь залежей.

Таблица 3.1.2 -Результаты ГДИС

Скв.	Вил исследова ния	дата исследова ния	Интервал перфорации		Горизонт	Объ кт	Ндин .	Р пл., МПа	Р заб (расч .), МПа	Депресс ия, МПа	Коэффициен т продуктивно сти, [м ³ /Д]/ кг/см2	Проводимо сть, мД.м	Проницаемо сть, мД	Подвижно сть, Д*см/спз	Радиус исследова ния, м	Общий скин	температу ра, С
4	Рпл	05.07.2021	1063	1082	T2-I, А блок VI	I		6,13									35,38
Среднее значение:								6,13									35,38
81	Рпл		1113	1123	T2-I пл.В (Бл. VI)	II	23	12,2	8,7	3,5							
81	КВД	27.03.- 20.06.2022	1113	1123	T2-I пл.В (Бл. VI)	II		9,73			2,6591	862	71,9	3,87E+01	100	-1,53	
81	Рпл	28.10.2021	1113	1123	T2-I пл.В (Бл. VI)	II		10,1									38,72
82	Рпл		1116	1123	T2-I пл.В (Бл. VI)	II	602	-	4,7	-							
83	Рпл		1119	1123	T2-I пл.В Бл. IV	II	183	9,80	8	1,8							
83	КВД	05- 07.07.2022	1119	1123	T2-I пл.В Бл. IV	II		9,65			1,32582	99,6	24,9	6,80E-05	80	-5,14	
84	Рпл		1120	1124	T2-I пл.В Бл. IV	II	228	12,2	8	4,2							
93	Рпл		1126,7	1131, 4	T2-I пл.В,III,VI	II	746	-	1	-							
93	Рпл	06.09.2021	1126,7	1131, 4	T2-I пл.В,III,VI	II		6,90									44,62
Среднее значение:								10,1	6,08	3,17	1,99	480,80	48,40	19,35	90,00	-3,34	41,67
77	Рпл		1197	1208	T2-II (Бл. VI)	III	0	12,4	9,8	2,6							
92	Рпл	22.06.2021	1194	1201	T2-II, блок VI	III		8,36									40,37
Среднее значение:								10,3	9,80	2,60							40,37
107	МУО	17.11.2024 -11.08.20				IV		5,25			0,183						
Среднее значение:								5,25									
20	Рпл		1175	1177	T2-I пл.В Бл. I	VI	488	-	6,1	-							
73	Рпл		1174	1178	T2-I пл.В Бл. I	VI		12,4	10,6	1,8							
75	Рпл		1190,9	1192, 9	T2-I пл.В Бл. I	VI	804	11,6	3,4	8,2							
R101	КВД	01- 11.07.2022	1217	1219				13,0			0,162502	79,9	34,8	7,50E-06	239	-5,82	
Среднее значение:								12,3	6,70	5,00	0,16	79,90	34,80	7,50E-06	239,00	-5,82	

Таблица 3.1.3 -Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	На дату проектирования			
	Количество		Интервал изменения	Ср.зн.
	скважин	измер.		
I объект разработки				
Начальное пластовое давление, МПа				
Текущее пластовое давление, МПа	1	1	6,13	6,13
Пластовая температура, °С	1	1	35,38	35,38
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)				
Удельная продуктивность, м³×10/(м·сут·МПа)				
Коэффициент приемистости, м³/(сут·МПа)				
Удельная приемистость, м³×10/м·сут·МПа				
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па·с				
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²				
Пьезопроводность, 10 ⁴ м²/с				
Скин-фактор, м				
II объект разработки				
Начальное пластовое давление, МПа	3	3	9,8-12,2	11,4
Текущее пластовое давление, МПа	3	4	6,9-10,2	9,1
Пластовая температура, °С	1	1	38,72	38,72
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	2	2	1,32-2,659	1,99
Удельная продуктивность, м³×10/(м·сут·МПа)	3	3	0,014-2,88	0,97
Коэффициент приемистости, м³/(сут·МПа)	-	-	-	-
Удельная приемистость, м³×10/м·сут·МПа	-	-	-	-
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па·с	3	3	0,351-1,71	1,074
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2	2	24,9-71,9	48,4
Пьезопроводность, 10 ⁴ м²/с				
Скин-фактор, м	2	2	*-1,53- -5,14	-3,33
III объект разработки				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	11,6-13,2	12,4
Текущее пластовое давление, МПа				
Пластовая температура, °С				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	1	2	0,341-27,25	13,8
Удельная продуктивность, м³×10/(м·сут·МПа)	1	2	0,014-2,88	0,97
Коэффициент приемистости, м³/(сут·МПа)	-	-	-	-
Удельная приемистость, м³×10/м·сут·МПа	-	-	-	-
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па·с	1	2	0,301-2,71	1,506
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	1	2	0,052-0,063	0,058
1	2	3	4	5
Пьезопроводность, 10 ⁴ м²/с				
Скин-фактор, м	1	2	-9,96	-4,98
IV объект разработки				
Начальное пластовое давление, МПа				9,86
Текущее пластовое давление, МПа				5,25
Пластовая температура, °С				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)				0,183
Удельная продуктивность, м³×10/(м·сут·МПа)				
Коэффициент приемистости, м³/(сут·МПа)				
Удельная приемистость, м³×10/м·сут·МПа				
Гидропроводность, м³·10 ⁻¹² /Па·с				
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²				
Пьезопроводность, 10 ⁴ м²/с				
Скин-фактор, м				
VI объект разработки				
Начальное пластовое давление, МПа	2	4	11,6-12,9	12
Текущее пластовое давление, МПа	1	1	8,36	8,36
Пластовая температура, °С	1	1	40,37	40,37
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	1	4	0,0095-38,9	14,4
Удельная продуктивность, м³×10/(м·сут·МПа)	1	4	0,002-1,297	0,646
Коэффициент приемистости, м³/(сут·МПа)	-	-	-	-

Удельная приемистость, $\text{м}^3 \times 10 / \text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа}$	-	-	-	-
Гидропроводность, $\text{м}^3 \cdot 10^{-12} / \text{Па} \cdot \text{с}$	1	4	0,01046-1,07	0,44
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	1	4	0,036-0,262	0,15
Пьезопроводность, $10^4 \text{ м}^2/\text{с}$				
Скин-фактор, м	1	4	-4,64	-2,12

Характеристика энергетического состояния залежей

Контроль энергетического состояния залежей месторождения Кемерколь осуществляется по результатам гидродинамических исследований скважин, глубинных замеров и определений пластового давления. Накопленные данные позволяют оценить степень изменения пластового давления по отдельным объектам разработки, при этом представительность информации существенно различается в зависимости от количества исследованных скважин и выполненных замеров.

По I объекту разработки текущее пластовое давление по имеющемуся единичному определению составляет 6,13 МПа, пластовая температура — 35,38 °С. Данные о начальном пластовом давлении и повторные определения текущего давления в представленных материалах отсутствуют, в связи с чем количественная оценка изменения энергетического состояния данного объекта не выполнялась. Имеющееся значение характеризует состояние локального участка залежи и не может быть распространено на объект в целом без дополнительных исследований.

По II объекту разработки начальное пластовое давление по результатам исследований изменялось в пределах 9,8–12,2 МПа и в среднем составляло 11,4 МПа. Текущее пластовое давление изменяется от 6,9 до 10,2 МПа при среднем значении 9,1 МПа. Таким образом, снижение среднего пластового давления относительно начального уровня составляет около 2,3 МПа, или порядка 20,2 %.

Полученные данные свидетельствуют о снижении пластовой энергии II объекта в процессе разработки. Вместе с тем различия текущего давления по исследованным скважинам свидетельствуют о неоднородности энергетического состояния отдельных участков и тектонических блоков залежи. С учетом среднего уровня снижения давления энергетическое состояние объекта на рассматриваемом этапе характеризуется как относительно устойчивое, однако требует дальнейшего систематического контроля.

По III объекту разработки начальное пластовое давление по результатам ранее выполненных исследований изменялось в пределах 11,6–13,2 МПа и в среднем составляло 12,4 МПа. Текущее пластовое давление по имеющимся определениям составляет в среднем 10,38 МПа. Снижение относительно среднего начального уровня составляет около 2,02 МПа, или 16,3 %.

Таким образом, по III объекту также отмечается снижение пластового давления относительно начальных условий, однако его величина несколько меньше, чем по II объекту. Полученные результаты в целом свидетельствуют о сохранении значительной части первоначального энергетического потенциала залежи. Вместе с тем ограниченное количество определений текущего давления необходимо учитывать при распространении полученной оценки на объект в целом.

По IV объекту разработки начальное пластовое давление составляет 9,86 МПа. За анализируемый послепроектный период на данном объекте выполнено гидродинамическое исследование методом МУО в скважине R-107, по результатам которого текущее пластовое давление принято равным 5,25 МПа. Снижение относительно начального уровня составляет 4,61 МПа, или около 46,8 %.

По имеющимся данным именно по IV объекту отмечается наиболее существенное относительное снижение пластового давления. Вместе с тем текущее давление определено по результатам исследования одной скважины, поэтому полученная величина характеризует прежде всего участок залежи, дренируемый скважиной R-107. Однозначно распространять установленную степень снижения давления на весь IV объект без дополнительных исследований нецелесообразно.

Следует также отметить, что при проведении МУО скважины R-107 на всех исследованных режимах забойное давление оставалось выше давления насыщения нефти газом. Это указывает на отсутствие условий для выделения свободного газа в призабойной зоне в пределах исследованных режимов эксплуатации скважины.

По VI объекту разработки начальное пластовое давление по данным выполненных исследований изменялось от 11,6 до 12,9 МПа и в среднем составляло около 12,0 МПа. Текущее пластовое давление составляет 8,36 МПа. Таким образом, его снижение относительно среднего начального уровня достигает 3,64 МПа, или около 30,3 %.

Полученные значения свидетельствуют о более выраженном снижении энергетического потенциала VI объекта по сравнению со II и III объектами. При этом имеющееся текущее значение пластового давления основано на ограниченном количестве исследований, вследствие чего оно в большей степени характеризует исследованную часть залежи, чем объект в целом.

В целом анализ пластовых давлений показывает различную степень снижения энергетического потенциала объектов разработки месторождения Кемерколь. Наименьшее относительное снижение среди объектов, обеспеченных сопоставимыми данными, отмечается по III объекту — около 16 %, по II объекту оно составляет порядка 20 %, по VI объекту — около 30 %. Наиболее значительное снижение по имеющимся

актуальным данным установлено в районе скважины R-107 IV объекта — около 47 % от начального пластового давления.

При этом указанная дифференциация должна рассматриваться с учетом неравномерного охвата объектов исследованиями. По отдельным объектам текущие значения пластового давления представлены единичными или ограниченным количеством определений, поэтому локальные изменения давления не всегда могут характеризовать энергетическое состояние залежи в целом.

За анализируемый период проведение МУО в скважине R-107 позволило получить актуальную информацию об энергетическом состоянии IV объекта разработки. Вместе с тем результаты исследования показали необходимость дальнейшего расширения гидродинамического контроля, прежде всего по I, III, IV и VI объектам, с проведением повторных определений пластового давления на одних и тех же скважинах. Такой подход позволит оценивать не только абсолютный уровень давления, но и фактические темпы его изменения во времени.

В дальнейшем рекомендуется продолжить систематический контроль пластовых и забойных давлений с обеспечением более равномерного охвата эксплуатационных объектов.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. в пределах месторождения Кемерколь пробурено всего 35 скважин.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен 16 скважинами, из которых 14 скважин числятся в действующем фонде (№№4, R105, 81, 82, 83, 84, 93, 77, 92, R101, 9БИС, 20, 73, 75) и 2 скважины находятся в бездействии (№№R106 и 104).

Действующий фонд скважин эксплуатируется механизированным способом, ШГН 10 ед. и 2 ед. ЭВН.

Скважины №№59, R102, 107, 76Б, 32 и 52 находятся в консервации.

Нагнетательный фонд на месторождении представлен одной скважиной 45 и 95.

Ликвидированы по геологическим причинам 7 скважин (№№9, 18, 34, 51, 66, 70, R103).

В таблице 3.1.1 представлена характеристика фонда скважин как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Кемерколь по состоянию изученности на 01.05.2026 г.

Ниже приведем состояние фонда скважин и характеристики их эксплуатации отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (Т₂-I, А блок VI) Северо-Западное крыло.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен скважинами №№4, R105, R106, из которых скважины №№4(ЭВН), R105(ШГН) числятся в действующем фонде и эксплуатируются механизированным способом добычи. За анализируемый период коэффициент использования (Таблица 3.3.2) составляет 0,667 д.ед., эксплуатации 0,550-0,466 д.ед. по причине нахождения скважины R106 в бездействии. Скважины объекта малodeбитные до 5 т/сут (Таблица 3.3.2), R105 работает с дебитом по жидкости 11,8 т/сут, нефти – 2,7 т/сут, обводненностью – 77 %, скважина №4 обводнена на 100 %, дебит жидкости 1 т/сут, в скважине рекомендуется провести ГИС-к по определению источника воды, при герметичности колонны и учитывая низкий дебит провести дострел верхних интервалов пласта.

II-й эксплуатационный объект (Т₂-I, В блоки III, VI) Северо-Западное крыло.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен скважинами №№81,82, 83, 84 и 93 которые числятся в действующем фонде и эксплуатируется механизированным способом добычи – ШГН. За анализируемый период коэффициент использования (Таблица 3.3.2) составляет 1,0 д.ед., эксплуатации 0,847-0,817 д.ед. Скважины объекта малodeбитные до 5 т/сут (Таблица 3.3.2), скважина №93 работает с дебитом по жидкости 5,9 т/сут, нефти – 2,7 т/сут, обводненностью – 51,7 %, четыре скважины от 1 до 5 т/сут по нефти и обводненностью в диапазоне 81-90 % (№№82, 83) и две скважины (№№81 и 84) с обводненностью более 91 %.

III-й эксплуатационный объект (Т₂-II блок VI) Северо-Западное крыло.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен скважинами №№77(ШГН), 92(ЭВН), R101(ШГН), которые числятся в действующем фонде и эксплуатируется механизированным способом добычи – ШГН и одна скважина в бездействующем (R104). За анализируемый период коэффициент использования (Таблица 3.3.2) составляет от 1,0 д.ед. до 0,75 д.ед., эксплуатации 0,850-0,547 д.ед. На объекте две скважины (№№92, R101) малodeбитные до 1 т/сут по нефти и обводненностью более 81 %, и одна (№77) с дебитом по жидкости 38,4 т/сут, нефти – 7,4 т/сут, обводненностью – 80,8 %.

IV-й эксплуатационный объект (Т₂-III блок III) Северо-Западное крыло.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен единичной скважиной №9БИС и числится в бездействующем фонде.

V-й эксплуатационный объект (Т₂-V блок I) Северо-Западное крыло.

На объекте находится одна скважина №76Б, которая в 2022 году из освоения после бурения в эксплуатацию не вводилась и была переведена в консервацию.

VI-й эксплуатационный объект (Т₂-I, В блок I) Юго-Западное крыло.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен скважинами №№20, 73, 75, все скважины действующие и эксплуатируются механизированным способом добычи (ШГН). За анализируемый период коэффициент использования (Таблица 3.3.2) составляет 1,0 д.ед., эксплуатации 0,979-0,989 д.ед. На объекте две скважины (№№20, 75) работают с дебитом нефти в диапазоне от 1 до 5 т/сут и обводненностью от 81 до 90 %, и одна (№73) с дебитом по жидкости 20,8 т/сут, нефти – 0,7 т/сут, обводненностью – 96,7 %.

В целом по месторождению фонд представлен скважинами, работающими с дебитами по нефти от 1 до 5 т/сут и обводненностью более 81 %. За анализируемый период коэффициент использования (Таблица 3.3.2) составляет от 0,833 д.ед. до 0,875 д.ед.,

	эксплуатации	0,792-0,602	д.ед.
--	--------------	-------------	-------

Таблица 3.2.1 -Характеристика фонда скважин месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.05.2026 г.

№№ п/п	Фонд	Категория	Эксплуатационные объекты						Всего
			Северо-Западное крыло					Юго-западное крыло	
			I (Т2-1,А блок VI)	II (Т2-1,В блок III, VI)	III (Т2-II блок IV, VI)	IV (Т2-III блок III)	V (Т2-V блок I)	VI (Т2-1,В блок I)	
1	Эксплуатационный добывающий	действующий	2ед.(4, R105)	5 ед.(81,82,83,84,93)	3ед. (77,92,R101)			3ед. (20,73,75)	13
		<i>ШГН</i>	1ед.(R105)	5 ед.(81,82,83,84,93)	2ед. (77, R101)			3ед. (20,73,75)	10
		<i>ЭВН</i>	1ед.(4)		1ед. (92)				2
		дающие продукцию	2	5	3			3	13
		в простое				1ед. (9БИС)			1
		в бездействии	1(R106)		1 (R104)				2
		всего	3	5	4	1		3	16
2	Эксплуатационный нагнетательный	действующий						1 (45н)	1
		в бездействии						1 (95)	1
		всего						2	2
3	Фонд в консервации	добывающих			1(59)	2 (R102, 107)	1 (76Б)	2(32,52)	6
		всего			1	2	1	2	6
4	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам	7 (9,18,34,51,66,70,R103)						7
		по техническим причинам	-						-
		всего	7 (9,18,34,51,66,70,R103)						7
5	Оценочные, в том числе	в бурении							
		в консервации	1 (85)						1
6	Водозаборные	действующие	3 (62,72,74)						3
7	Итого пробуренный фонд скважин	всего	4,18,20,32,34,45,51,52,59,9,9БИС,62,66,70,72,73,74,75,76,77,81,82,83,84,85,92,93,95,R101,R102,R103,R104,R105,R106,107оц						35

Таблица 3.2.2 - Коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин в динамике

объект эксплуатации	годы	Кисп., д.ед.	Кэпл., д.ед.
I объект	2024	0,667	0,550
	2025	0,667	0,503
	01.05.2026	0,667	0,466
II объект	2024	1,000	0,847
	2025	1,000	0,881
	01.05.2026	1,000	0,817
III объект	2024	1,000	0,850
	2025	1,000	0,895
	01.05.2026	0,750	0,547
IV объект	2024	0,500	0,786
	2025	1,000	0,456
	01.05.2026	1,000	0,000
V объект	2024	0,000	0,000
	2025	0,000	0,000
	01.05.2026	0,000	0,000
VI объект	2024	0,750	0,979
	2025	1,000	1,000
	01.05.2026	1,000	0,980
по месторождению	2024	0,833	0,792
	2025	0,938	0,752
	01.05.2026	0,875	0,602

Таблица 3.2.3 - Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по объектам

Объект	Обводненность, %	Диапазон изменения дебита нефти, т/сут			Всего	% от фонда
		≤ 1	1-5.	5-10.		
I	50-70					
	71-80		1 (№R105)		1	8
	81-90					0
	91-100	1 (№4)			1	8
II	50-70		1 (№93)		1	8
	71-80					0
	81-90		2 (№82, 83)		2	15
	91-100		2 (№81, 84)		2	15
III	50-70					0
	71-80					0
	81-90	1 (№92)		1 (№77)	2	15
	91-100	1 (№R101)			1	8
IV	50-70					0
	71-80					0
	81-90					0
	91-100					0
VI	50-70					0
	71-80					0
	81-90		2 (№20, 75)		2	15
	91-100	1 (№73)			1	8
Распределение скважин, количество						
В целом по месторождению	50-70		1			0
	71-80		1		1	8
	81-90	1	4	1	6	46
	91-100	3	2		5	38
Всего		4	8	1	13	100
% от фонда		31	62	8	100	

3.2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и попутного газа

Как уже упоминалось ранее, на месторождении выделено 6 эксплуатационных объектов.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. в целом по **месторождению Кемерколь** накопленная добыча нефти составила 209,6 тыс.т, жидкости 758,7 тыс.т и растворенного газа 4,68 млн.м³.

В 2024 г. добыча нефти составила 13,6 тыс.т, жидкости 97,8 тыс.т и растворенного газа – 0,14 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 32,8 %, а коэффициент извлечения нефти 0,082 д.ед., при текущей обводненности продукции 86,1 %. Средний газовый фактор составил 9,9 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,8 т/сут и 19,9 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 15 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,833 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,792 д.ед.

В 2025 г. добыча нефти составила 12,5 тыс.т, жидкости 100,7 тыс.т и растворенного газа – 0,58 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 34,9 %, а коэффициент извлечения нефти 0,087 д.ед., при текущей обводненности продукции 87,6 %. Средний газовый фактор составил 46,1 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,4 т/сут и 19,3 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 15 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,938 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,752 д.ед.

На 01.05.2026 г. добыча нефти составила 4,1 тыс.т, жидкости 30,1 тыс.т и растворенного газа – 0,03 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 35,6 %, а коэффициент извлечения нефти 0,089 д.ед., при текущей обводненности продукции 86,3 %. Средний газовый фактор составил 7,6 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 3,0 т/сут и 22,0 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 14 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,845 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,602 д.ед.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. по **I-му эксплуатационному объекту** накопленная добыча нефти составила 2,8 тыс.т, жидкости 10,6 тыс.т и растворенного газа 0,048 млн.м³.

В 2024 г. добыча нефти составила 0,8 тыс.т, жидкости 2,8 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 4,5 %, а коэффициент извлечения нефти 0,005 д.ед., при текущей обводненности продукции 72,0 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,0 т/сут и 7,0 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 2 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,667 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,550 д.ед.

В 2025 г. добыча нефти составила 1,4 тыс.т, жидкости 5,1 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 9,9 %, а коэффициент извлечения нефти 0,010 д.ед., при текущей обводненности продукции 73,3 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,5 т/сут и 9,2 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 2 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,667 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,503 д.ед.

На 01.05.2026 г. добыча нефти составила 0,3 тыс.т, жидкости 1,5 тыс.т и растворенного газа – 0,01 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 11,3 %, а коэффициент извлечения нефти 0,012 д.ед., при текущей обводненности продукции 76,2 %. Средний газовый фактор составил 19,4 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,1 т/сут и 8,7 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 2 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,667 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,466 д.ед.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. по **II-му эксплуатационному объекту** накопленная добыча нефти, составила 96,1 тыс.т, жидкости 365,0 тыс.т и растворенного газа 2,04 млн.м³.

В 2024 г. добыча нефти составила 7,3 тыс.т, жидкости 49,7 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 25,5 %, а коэффициент извлечения нефти 0,096 д.ед., при текущей обводненности продукции 85,3 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 3,9 т/сут и 26,8 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 5 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,847 д.ед.

В 2025 г. добыча нефти составила 6,8 тыс.т, жидкости 49,6 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 27,5 %, а коэффициент извлечения нефти 0,103 д.ед., при текущей обводненности продукции 86,4 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 3,5 т/сут и 25,7 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 5 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,881 д.ед.

На 01.05.2026 г. добыча нефти составила 1,9 тыс.т, жидкости 15,7 тыс.т и растворенного газа – 0,02 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 28,0 %, а коэффициент извлечения нефти 0,105 д.ед., при текущей обводненности продукции 87,7 %. Средний газовый фактор составил 8,1 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 3,3 т/сут и 26,6 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 5 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,817 д.ед.

По состоянию изученности на 01.05.2026 г. по **III-му эксплуатационному объекту** накопленная добыча нефти, составила 65,2 тыс.т, жидкости 139,3 тыс.т и растворенного газа 2,37 млн.м³.

В 2024 г. добыча нефти составила 4,3 тыс.т, жидкости 19,3 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 57,5 %, а коэффициент извлечения нефти 0,283 д.ед., при текущей обводненности продукции 77,7 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 3,5 т/сут и 15,5 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 4 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,850 д.ед.

В 2025 г. добыча нефти составила 2,8 тыс.т, жидкости 16,3 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 60,1 %, а коэффициент извлечения нефти 0,296 д.ед., при текущей обводненности продукции 82,6 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,2 т/сут и 12,5 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 4 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,895 д.ед.

На 01.05.2026 г. добыча нефти составила 0,9 тыс.т, жидкости 5,3 тыс.т и растворенного газа – 0,01 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 61,0 %, а коэффициент извлечения нефти 0,301 д.ед., при текущей обводненности продукции 82,6 %. Средний газовый фактор составил 7,2 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 3,5 т/сут и 20,1 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 3 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,750 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,547 д.ед.

По **IV-му эксплуатационному объекту** накопленная добыча нефти, составила 0,8 тыс.т, жидкости 10,7 тыс.т.

В 2024 г. добыча нефти составила 0,046 тыс.т, жидкости 0,7 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 2,0 %, а коэффициент извлечения нефти 0,001 д.ед., при текущей обводненности продукции 93,3 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 0,2 т/сут и 14,9 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 1 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,500 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,786 д.ед.

В 2025 г. добыча нефти составила 0,071 тыс.т, жидкости 4,9 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 2,2 %, а коэффициент извлечения нефти 0,001 д.ед., при текущей обводненности продукции 98,6 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 0,2 т/сут и 14,9 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 1 ед.,

коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,456 д.ед.

На 01.05.2026 г. добыча нефти не производилась

V эксплуатационный объект не разрабатывается, в связи с нахождением скважины 76Б в консервации.

По **VI-му эксплуатационному объекту** накопленная добыча нефти, составила 44,6 тыс.т, жидкости 232,9 тыс.т, попутного газа – 0,23 млн.м³.

В 2024 г. добыча нефти составила 1,1 тыс.т, жидкости 25,4 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 57,8 %, а коэффициент извлечения нефти 0,114 д.ед., при текущей обводненности продукции 95,6 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 1,0 т/сут и 23,6 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 3 ед., коэффициент использования фонда скважин 750 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,979 д.ед.

В 2025 г. добыча нефти составила 1,5 тыс.т, жидкости 24,8 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 59,8 %, а коэффициент извлечения нефти 0,118 д.ед., при текущей обводненности продукции 94,0 %. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 1,4 т/сут и 22,6 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 3 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 1,0 д.ед.

На 01.05.2026 г. добыча нефти составила 0,9 тыс.т, жидкости 7,7 тыс.т и растворенного газа – 0,002 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 61,1 %, а коэффициент извлечения нефти 0,121 д.ед., при текущей обводненности продукции 87,9 %. Средний газовый фактор составил 2,6 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,6 т/сут и 21,9 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составляет 3 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,0 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,980 д.ед.

В таблице 3.2.4 представлена динамика основных технологических показателей разработки месторождения Кемерколь, а в таблицах 3.2.5-3.2.10 – по эксплуатационным объектам.

Таблица 3.2.4 - Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	13,6	12,5	4,1
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	13,6	12,5	4,1
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	193,0	205,5	209,6
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	97,8	100,7	30,1
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	97,8	100,7	30,1
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	627,8	728,5	758,7

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	86,1	87,6	86,3
10	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,3	2,1	0,7
11	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,4	3,3	1,1
12	Добыча газа, годовая, млн.м ³	0,14	0,58	0,03
13	Добыча газа, накопленная, млн.м ³	4,08	4,65	4,68
14	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0
15	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0
16	переводом с других объектов	0	0	0
17	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0
18	В т.ч. под закачку	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	18	16	16
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	15	15	14
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1
22	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	1	1	1
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,9	19,3	22,0
24	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,8	2,4	3,0
25	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,082	0,087	0,089
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	32,821	34,948	35,649
27	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,833	0,938	0,875
28	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,792	0,752	0,602
29	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.	1	1	1
30	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.			
31	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв			
32	Газовый фактор, м ³ /т	9,9	46,1	7,6

Таблица 3.2.5 - Динамика основных технологических показателей разработки I-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,8	1,4	0,3
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	0,8	1,4	0,3
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1,1	2,5	2,8
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	2,8	5,1	1,5
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	2,8	5,1	1,5
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	4,1	9,2	10,6
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	72,0	73,3	76,2
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,1	5,4	1,4
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,3	6,0	1,6
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,02	0,03	0,01
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	0,02	0,04	0,05
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	2
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.			
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт			
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7,0	9,2	8,7
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,0	2,5	2,1
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,005	0,010	0,012
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,5	9,9	11,3
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,667	0,667	0,667
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,550	0,503	0,466
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.			
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.			
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	17,7	17,7	17,7
34	Газовый фактор, м ³ /т	19,3	19,4	19,4

Таблица 3.2.6 - Динамика основных технологических показателей разработки II-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,3	6,8	1,9
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	7,3	6,8	1,9
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	87,4	94,2	96,1
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	49,7	49,6	15,7
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	49,7	49,6	15,7
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	299,8	349,3	365,0
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	85,3	86,4	87,7
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,1	2,0	0,6
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,9	2,7	0,8
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,07	0,52	0,02
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	1,51	2,03	2,04
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	5	5	5
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	5	5	5
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.			
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт			
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,8	25,7	26,6
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,9	3,5	3,3

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,096	0,103	0,105
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	25,5	27,5	28,0
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	1,000	1,000	1,000
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,847	0,881	0,817
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.			
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.			
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	18,5	18,5	18,5
34	Газовый фактор, м ³ /т	9,0	76,4	8,1

Таблица 3.2.7 - Динамика основных технологических показателей разработки III-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	4,3	2,8	0,9
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	4,3	2,8	0,9
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	61,5	64,3	65,2
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	19,3	16,3	5,3
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	19,3	16,3	5,3
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	117,7	134,1	139,3
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,7	82,6	82,6
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,0	2,7	0,9
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,4	6,6	2,2
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,05	0,03	0,01
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	2,33	2,36	2,37
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	3
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.			
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт			
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	15,5	12,5	20,1
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,5	2,2	3,5
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,283	0,296	0,301
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	57,5	60,1	61,0
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	1,000	1,000	0,750
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,850	0,895	0,547
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.			
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.			
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	14,4	14,4	14,4
34	Газовый фактор, м ³ /т	11,5	9,6	7,2

Таблица 3.2.8 - Динамика основных технологических показателей разработки IV-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,046	0,071	0,0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,1	0,0
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	0,7	0,8	0,8
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	0,7	4,9	0,0
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0,7	4,9	0,0
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	5,7	10,7	10,7
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	93,3	98,6	
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,2	0,0
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,2	0,0
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,00	0,00	0,00
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	0,00	0,00	0,00
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	1	1
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	1	1	1
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.			
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт			
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	2,4	14,9	
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,2	0,2	
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,001	0,001	0,001
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	2,0	2,2	2,2
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,500	1,000	1,000
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,786	0,456	0,000
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.			
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.			
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	26,3	52,6	52,6
34	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	0,0	

Таблица 3.2.9 - Динамика основных технологических показателей разработки V-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	0,1	0,1	0,1
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	0,1	0,1	0,1
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	100,0		
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых	0,0	0,0	0,0

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
	запасов, %			
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,00	0,00	0,00
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	0,00	0,00	0,00
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.			
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт			
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут			
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут			
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,004	0,004	0,004
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	1,6	1,6
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.			
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.			
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.			
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.			
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв			
34	Газовый фактор, м ³ /т			

Таблица 3.2.10 - Динамика основных технологических показателей разработки VI-го эксплуатационного объекта месторождения Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	1,1	1,5	0,9
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	1,1	1,5	0,9
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	42,2	43,7	44,6
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	25,4	24,8	7,7
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	25,4	24,8	7,7
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	200,4	225,2	232,9
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,6	94,0	87,9
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	2,0	1,3
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %		5,0	3,3
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,004	0,005	0,002
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	0,22	0,22	0,23
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	3	3
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	3	3	3
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на	1	1	1

№п.п	Показатели	Годы		
		2024	2025	2026
	конец года, шт			
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,6	22,6	21,9
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,0	1,4	2,6
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,114	0,118	0,121
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	57,8	59,8	61,1
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,750	1,000	1,000
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,979	1,000	0,980
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.	1	1	1
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.			
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	3,4	4,3	4,3
34	Газовый фактор, м ³ /т	3,6	3,7	2,6

3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей

По состоянию на 01.05.2026 г. в разработке находятся I II III и VI объекты разработки. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки проведено с учётом уточнённых показателей утверждённого анализа разработки за 2024 год. В рамках АРМ-2024 предусматривалось возобновление бурения новых скважин с 2028 года. Вместе с тем реализация мероприятий по вводу скважин из бездействия, выводу скважин из консервации, а также проведению опытно-промышленных испытаний по прогреву пласта была перенесена на более поздний период в связи с необходимостью оптимизации инвестиционной программы недропользователя. (Таблица 3.2.11). Тем не менее в целом по месторождению фактические показатели нефти соответствуют проектным. В 2024-2025 гг добыча нефти соответствует проектным, при этом начиная с 2025 г фактический добывающий действующий фонд отстает от проекта на 3 ед. в 2025 г (проект 18 ед. факт 15 ед.) и на 4 ед. в 2026г г (проект 18 ед. факт 14 ед.), добыча нефти обеспечена за счет дебитов нефти.

Среднесуточный дебит нефти и жидкости за анализируемый период выше проектных. Фактические дебиты нефти составили 2,8 т/сут (проект 2,6 т/сут), 2,4 т/сут (проект 2,2 т/сут) и 3,0 т/сут (проект 1,9 т/сут) в 2024 г, 2025 г и на 01.05.2026 г. Фактические дебиты жидкости составили 19,9 т/сут (проект 18,7 т/сут), 14,2 т/сут (проект 19,3 т/сут) и 22,0 т/сут (проект 13,3 т/сут) в 2024 г, 2025 г и на 01.05.2026г. Среднегодовая обводненность добываемой продукции на уровне проекта в 2024 г и на 01.05.26 г, и выше на 3% в 2025 г. Фактическая обводненность составила 86,1 %, 87,6 %, 86,3 %.

Накопленная добыча нефти на дату анализа отстает от проекта на 8,2 % и составил 209,6 тыс.т. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти составил 35,6 % при проектном 38,8 %, текущий КИН 0,089 д.ед. при проектном 0,097 д.ед.

Таблица 3.2.11 – Реализация проектных решений АРМ-2024 г

Год	Объект	Скважина / мероприятие	Вид ГТМ	Выполнение
2025	I	R106	Ввод из бездействия	в бездействии
	IV	9БИС	ОПИ (прогрев пласта / термохимия / электродный нагрев)	не проведено
	V	76Б	Вывод из консервации	в консервации
	VI	95	Вывод из консервации	в бездействии
2026	IV	9БИС	Продолжение ОПИ	не проведено
2027	I	1 скважино-операция	ПВР	
	II	84	Перевод под ППД	
	II	77 (с III объекта)	Перевод под добычу	
	VI	95	Перевод под закачку (ППД)	
	VI	1 новая скважина	Бурение добывающей	
2028	I	1 скважино-операция	ПВР	
	II	1 новая скважина	Бурение добывающей + ГРП	
	IV	1 новая скважина	Бурение добывающей	
	VI	1 новая скважина	Бурение добывающей	
2029	II	1 новая скважина	Бурение добывающей	
	II	1 скважино-операция	ПВР	
	III	1 новая скважина	Бурение добывающей	
2030	II	1 новая скважина	Бурение добывающей	
	II	1 добывающая скважина	Перевод под ППД	
	II	1 скважино-операция	ПВР	
2031	II	1 скважино-операция	ПВР	

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки как по эксплуатационным объектам, так и по месторождению Кемерколь в целом приведено в таблицах 3.2.12–3.2.17 с учётом уточнений, выполненных в рамках анализа разработки за 2024 год. Для оценки степени реализации проектных решений и соответствия фактических результатов прогнозным значениям далее рассмотрено сопоставление проектных и фактических показателей по каждому объекту разработки в отдельности.

I объект

На долю объекта приходится 10,3 % геологических и 4,3 % извлекаемых запасов нефти от утверждённых запасов месторождения.

Фактические показатели добычи нефти в рассматриваемый период в целом превышают проектные значения. В 2024 году добыча нефти составила 0,8 тыс. т при проекте 0,6 тыс. т. В 2025 году фактическая добыча достигла 1,4 тыс. т, что на 125 %

выше проектного уровня (0,6 тыс. т). По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 0,3 тыс. т нефти, при этом по итогам года ожидается добыча на уровне 1,04 тыс. т, что более чем в два раза превышает проектный показатель (0,5 тыс. т).

Добыча жидкости также превышает проектные значения. В 2024 году фактическая добыча жидкости составила 2,8 тыс. т при проекте 2,3 тыс. т. В 2025 году добыча жидкости достигла 5,1 тыс. т, что на 141 % выше проектного уровня (2,1 тыс. т). По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 1,5 тыс. т жидкости, а ожидаемый объём добычи по итогам 2026 года составит 4,4 тыс. т при проектном значении 2,4 тыс. т.

Фактический действующий фонд добывающих скважин соответствовал проектному в 2024 году и составил 2 скважины при проекте 2 скважины. Начиная с 2025 года наблюдается отставание от проектных решений, обусловленное невыполнением мероприятий по выводу из бездействия скважины R106. В результате фактический фонд составил 2 скважины при проекте 3 скважины как в 2025 году, так и по состоянию на 01.06.2026 г.

Среднесуточные дебиты нефти и жидкости существенно превышают проектные значения. Среднесуточный дебит нефти составил 2,0 т/сут при проекте 0,9 т/сут в 2024 году, 2,5 т/сут при проекте 0,6 т/сут в 2025 году и 2,1 т/сут при проекте 0,5 т/сут по состоянию на 01.05.2026 г. Среднесуточный дебит жидкости составил соответственно 7,0 т/сут при проекте 3,3 т/сут, 9,2 т/сут при проекте 2,4 т/сут и 8,7 т/сут при проекте 2,3 т/сут.

Среднегодовая обводнённость продукции соответствует проектным значениям и составила 72,0 % при проекте 72,2 % в 2024 году, 73,3 % при проекте 73,3 % в 2025 году и 76,2 % при проекте 77,3 % по состоянию на 01.05.2026 г.

Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 2,8 тыс. т при проектном значении 2,6 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 11,3 % при проектных 10,4 %, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,012 д. ед. при проектном значении 0,011 д. ед.

Основной причиной превышения фактической добычи нефти над проектными показателями являются:

- более высокие фактические дебиты нефти по сравнению с прогнозными значениями;
- сохранение обводнённости на уровне проектных значений при более высоких дебитах жидкости.

II объект

На долю объекта приходится 38,8 % геологических и 58,3 % извлекаемых запасов нефти от утверждённых запасов месторождения.

Фактические показатели добычи нефти в рассматриваемый период в целом на уровне проектных. В 2024 году добыча нефти составила 7,3 тыс. т при проекте 7,3 тыс. т. В 2025 году фактическая добыча достигла 6,8 тыс. т при проекте 6,5 тыс.т. По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 1,9 тыс. т нефти, при этом по итогам года ожидается добыча на уровне 5,76 тыс. т, что также на уровне проекта (6,0 тыс. т).

В 2024 году фактическая добыча жидкости составила 49,7 тыс. т при проекте 49,6 тыс. т. В 2025 году добыча жидкости достигла 49,6 тыс. т, что на 18 % выше проектного уровня (42,0 тыс. т). По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 15,7 тыс. т жидкости, а ожидаемый объём добычи по итогам 2026 года составит 47,0 тыс. т при проектном значении 41,7 тыс. т.

За рассматриваемый период фактический действующий фонд добывающих скважин (5 ед.) соответствует проектному (5 ед.).

Среднесуточные дебиты нефти и жидкости в целом на уровне проектных значений. Среднесуточный дебит нефти составил 3,9 т/сут при проекте 4,2 т/сут в 2024 году, 3,5 т/сут при проекте 3,7 т/сут в 2025 году и 3,3 т/сут при проекте 3,4 т/сут по состоянию на 01.05.2026 г. Среднесуточный дебит жидкости составил соответственно 26,8 т/сут при проекте 28,6 т/сут, 25,7 т/сут при проекте 2,42 т/сут и 26,6 т/сут при проекте 24,0 т/сут.

Среднегодовая обводнённость продукции и составила 85,3 % при проекте 85,2 % в 2024 году, 86,4 % при проекте 84,6 % в 2025 году и 87,7 % при проекте 85,7 % по состоянию на 01.05.2026 г.

Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 96,1 тыс. т при проектном значении 106,0 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 28,0 % при проектных 30,9 %, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,105 д. ед. при проектном значении 0,116 д. ед.

III объект

На долю объекта приходится 9.2 % геологических и 18.2 % извлекаемых запасов нефти от утверждённых запасов месторождения.

В 2024 году добыча нефти на уровне проектного и составила 4,3 тыс. т при проекте 4,4 тыс. т. В 2025 году фактическая добыча нефти (2,8 тыс.т) ниже проектного на 29 % (4,0 тыс.т). По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 0,9 тыс. т нефти, при этом по итогам года ожидается добыча на уровне 2,76 тыс. т, что ниже проекта (3,6 тыс.т).

Добыча жидкости в целом на уровне проектных. Фактическая добыча жидкости составила 19,3 тыс. т, 16,3 тыс.т при проекте 19,2 тыс. т., 17,0 тыс.т в 2024-25 гг

соответственно. По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 5,3 тыс. т жидкости, а ожидаемый объём добычи по итогам 2026 года составит 15,8 тыс. т при проектном значении 16,9 тыс. т.

Фактический действующий фонд добывающих скважин соответствовал проектному в 2024-25 гг. и составил 4 скважины при проекте 4 скважины. Начиная с 2025 года наблюдается отставание от проектного фонда, обусловленное выбытием скважины R104 в бездействие. В результате фактический фонд на 01.06.2026 г. составил 3 скважины при проекте 4.

Среднесуточный дебит нефти составил 3,5 т/сут при проекте 3,2 т/сут в 2024 году, 2,2 т/сут при проекте 2,8 т/сут в 2025 году и 3,5 т/сут при проекте 2,6 т/сут по состоянию на 01.05.2026 г. Среднесуточный дебит жидкости составил соответственно 15,5 т/сут при проекте 13,8 т/сут, 12,5 т/сут при проекте 12,3 т/сут и 20,1 т/сут при проекте 12,2 т/сут. Увеличение дебита нефти в 2026 г связано с увеличением дебита жидкости.

Среднегодовая обводнённость продукции увеличивается с 2025 г. и составила 77,7 % при проекте 77,2 % в 2024 году, 82,6 % при проекте 76,8 % в 2025 году и 82,6 % при проекте 78,8 % по состоянию на 01.05.2026 г.

Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 65,2 тыс. т при проектном значении 72,7 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 61,0 % при проектных 68,0 %, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,301 д. ед. при проектном значении 0,335 д. ед.

Основной причиной отставания фактической добычи нефти над проектными показателями являются:

- прогрессирующее обводнение;
- отставание фонда на 1 ед. по причине выбытия скважины R104 в бездействие в 2026 г.

IV объект

На долю объекта приходится 25.1 % геологических и 6.0 % извлекаемых запасов нефти от утверждённых запасов месторождения.

С 2026 г месторождение не разрабатывается по причине нахождения скважины 9БИС в бездействии по причине обводнения. В 2024 и 2025 гг добыто нефти 0,046 тыс.т и 0,071 тыс.т, что ниже проектных. Фактическая обводненность значительно выше проектных и составила 93,3 % (проект – 77,2 %) в 2024г и 98,6 % (проект 76,8 %).

Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 0,8 тыс. т при проектном значении 0,8 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 2,2 % при проектных

2,4 %, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,001 д. ед. при проектном значении 0,001 д. ед.

Основной причиной отставания обводнение и убытие в бездействующий фонд скважины 9БИС.

V объект

На долю объекта приходится 0.9 % геологических и 0.9 % извлекаемых запасов нефти от утверждённых запасов месторождения.

За анализируемый период объект находится в простое по причине отсутствия эксплуатационного фонда скважин. Согласно АРМ-2024г в 2025 г планировалось ввод из консервации скважины 76Б, что фактически не было реализовано.

Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 0,1 тыс. т при проектном значении 1,2 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 1,6 % при проектных 24,1 %, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,004 д. ед. при проектном значении 0,055 д. ед.

VI объект

На долю объекта приходится 15,7 % геологических и 12,4 % извлекаемых запасов нефти от утверждённых запасов месторождения.

Фактические показатели добычи нефти в рассматриваемый период в целом на уровне проектных значений. В 2024 и 2025 гг добыча нефти составила 1,1 тыс. т (проект 1,1 тыс. т.) и 1,5 тыс.т (проект 1,0 тыс.т) соответственно. По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 0,9 тыс. т нефти, при этом по итогам года ожидается добыча на уровне 2,79 тыс. т, что более чем в два раза превышает проектный показатель (0,9 тыс. т).

В 2024 году фактическая добыча жидкости составила 25,4 тыс. т при проекте 25,4 тыс. т. В 2025 году добыча жидкости достигла 24,8 тыс. т, что на 27,1 % выше проектного уровня (19,5 тыс. т). По состоянию на 01.05.2026 г. добыто 7,7 тыс. т жидкости, а ожидаемый объём добычи по итогам 2026 года составит 23,1 тыс. т при проектном значении 20,6 тыс. т.

Фактический действующий фонд добывающих скважин соответствовал проектному значению за анализируемый период и составил 3 скважины при проекте 3 скважины.

Среднесуточные дебиты нефти и жидкости превышают проектные значения. Среднесуточный дебит нефти составил 1,0 т/сут при проекте 1,1 т/сут в 2024 году, 1,4 т/сут при проекте 0,8 т/сут в 2025 году и 2,6 т/сут при проекте 0,7 т/сут по состоянию на 01.05.2026 г. Среднесуточный дебит жидкости составил соответственно 23,6 т/сут при проекте 24,5 т/сут, 22,6 т/сут при проекте 16,0 т/сут и 21,9 т/сут при проекте 14,9 т/сут.

Среднегодовая обводнённость снижается и составила 95,6 % при проекте 95,7 % в 2024 году, 94,0 % при проекте 95,0 % в 2025 году и 87,9 % при проекте 95,6 % по состоянию на 01.05.2026 г.

Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 44,6 тыс. т при проектном значении 45,0 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 61,1 % при проектных 61,6 %, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,121 д. ед. при проектном значении 0,122 д. ед.

Основной причиной превышения фактической добычи нефти над проектными показателями являются:

- более высокие фактические дебиты нефти по сравнению с прогнозными значениями;
- снижение обводненности и соответственно рост дебита нефти.

Таблица 3.2.12 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	13,5	13,6	12,5	12,5	11,6	4,1
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	13,5	13,6	12,5	12,5	11,6	4,1
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	204,2	193,0	216,7	205,5	228,3	209,6
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	97,3	97,8	81,9	100,7	82,9	30,1
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	97,3	97,8	81,9	100,7	82,9	30,1
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	708,4	627,8	790,3	728,5	873,2	758,7
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	86,1	86,1	84,7	87,6	86	86,3
10	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,3	2,3	2,1	2,1	2,0	0,7
11	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,4	3,4	3,3	3,3	3,2	1,1
12	Добыча газа, годовая, млн.м ³	0,26	0,14	0,26	0,58	0,25	0,03
13	Добыча газа, накопленная, млн.м ³	4,30	4,08	4,60	4,65	4,90	4,68
14	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0
15	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0
16	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
17	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
18	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	19	18	21	16	20	16
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	15	15	18	15	18	14

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1
22	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	1	1	1	1	1	1
23	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	18,7	19,9	14,2	19,3	13,3	22,0
24	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,6	2,8	2,2	2,4	1,9	3,0
25	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,087	0,082	0,092	0,087	0,097	0,089
26	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	34,7	32,821	36,9	34,948	38,8	35,649
27	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,789	0,833	0,857	0,938	0,900	0,875
28	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,950	0,792	0,950	0,752	0,950	0,602
29	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.	1	1	1	1	1	1
30	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.						
31	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв						
32	Газовый фактор, м ³ /т	19,3	9,9	20,8	46,1	21,6	7,6

Таблица 3.2.13 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,6	0,8	0,6	1,4	0,5	0,3
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	0,6	0,8	0,6	1,4	0,5	0,3
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1,5	1,1	2,1	2,5	2,6	2,8
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	2,3	2,8	2,1	5,1	2,4	1,5
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	2,3	2,8	2,1	5,1	2,4	1,5
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	5,5	4,1	5,5	9,2	7,9	10,6
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	72,2	72,0	73,5	73,3	77,3	76,2
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,6	3,1	2,2	5,4	2,0	1,4
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,7	3,3	2,4	6,0	2,2	1,6
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	0,01
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	0,02	0,015	0,030	0,041	0,030	0,048
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	2	2	3	2	3	2
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.						
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт						
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	3,3	7,0	2,4	9,2	2,3	8,7
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,9	2,0	0,6	2,5	0,5	2,1
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,006	0,005	0,009	0,010	0,011	0,012
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	6	4,5	8,3	9,9	10,4	11,3
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,667	0,667	1,000	0,667	1,000	0,667
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,950	0,550	0,950	0,503	0,950	0,466
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.						
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.						
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
34	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	19,3	0,0	19,4	0,0	19,4

Таблица 3.2.14 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,3	7,3	6,5	6,8	6,0	1,9
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	7,3	7,3	6,5	6,8	6,0	1,9
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	93,5	87,4	100,0	94,2	106,0	96,1
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	49,6	49,7	42,0	49,6	41,7	15,7
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	49,6	49,7	42,0	49,6	41,7	15,7
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	341,0	299,8	383,0	349,3	424,7	365,0
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	85,2	85,3	84,6	86,4	85,7	87,7
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,1	2,1	1,9	2,0	1,7	0,6
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,9	2,9	2,6	2,7	2,5	0,8
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,10	0,07	0,10	0,52	0,10	0,02
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	1,60	1,51	1,70	2,03	1,80	2,04
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец	5	5	5	5	5	5

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
	года, шт.						
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	5	5	5	5	5	5
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.						
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт						
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	28,6	26,8	24,2	25,7	24	26,6
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,2	3,9	3,7	3,5	3,4	3,3
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,102	0,096	0,11	0,103	0,116	0,105
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	27,3	25,5	29,2	27,5	30,9	28,0
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,950	0,847	0,950	0,881	0,950	0,817
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.						
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.						
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
34	Газовый фактор, м³/т	13,7	9,0	15,4	76,4	16,7	8,1

Таблица 3.2.15 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по III-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	4,4	4,3	4,0	2,8	3,6	0,9
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	4,4	4,3	4,0	2,8	3,6	0,9
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	65,2	61,5	69,1	64,3	72,7	65,2
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	19,2	19,3	17,0	16,3	16,9	5,3
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	19,2	19,3	17,0	16,3	16,9	5,3
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	133,6	117,7	150,6	134,1	167,5	139,3
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,2	77,7	76,8	82,6	78,8	82,6
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,1	4,0	3,7	2,7	3,4	0,9
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,5	9,4	10,6	6,6	10,5	2,2
14	Добыча газа, годовая, млн. м³	0,16	0,05	0,14	0,03	0,13	0,01
15	Добыча газа, накопленная, млн. м³	2,50	2,33	2,60	2,36	2,80	2,37
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец	5	4	5	4	5	4

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
	года, шт.						
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	4	4	4	4	4	3
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.						
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт						
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,8	15,5	12,3	12,5	12,2	20,1
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,2	3,5	2,8	2,2	2,6	3,5
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,3	0,283	0,319	0,296	0,335	0,301
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	60,9	57,5	64,6	60,1	68	61,0
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,800	1,000	0,800	1,000	0,800	0,750
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,950	0,850	0,950	0,895	0,950	0,547
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.						
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.						
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	11,5	14,4	11,5	14,4	11,5	14,4
34	Газовый фактор, м ³ /т	36,4	11,5	35,0	9,6	36,1	7,2

Таблица 3.2.16 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по IV-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,1	0,046	0,0	0,071	0,0	0,0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	0,8	0,7	0,6	4,9	0,7	0,0
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0,8	0,7	0,6	4,9	0,7	0,0
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	6,5	5,7	7,1	10,7	7,7	10,7
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,2	93,3	76,8	98,6	78,8	
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,0
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,0
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	1	2	1
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	1	1	1	1	1	1
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.						
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт						
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	2,3	2,4	1,7	14,9	1,9	
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	2,2	2,0	2,3	2,2	2,4	2,2
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,500	0,500	0,500	1,000	0,500	1,000
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,950	0,786	0,950	0,456		0,000
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.						
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.						
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	26,3	26,3	26,3	52,6	26,3	52,6
34	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	0,0		0,0		

Таблица 3.2.17 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по V-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	0,0	0,0	0,5	0,0	0,6	0,0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,5	0,0	0,6	0,0
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	0,1	0,1	0,6	0,1	1,2	0,1
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	0,0	0,0	0,6	0,0	0,7	0,0
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,6	0,0	0,7	0,0
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	0,1	0,1	0,7	0,1	1,4	0,1
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	0	100,0	11,3		19,3	
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0	0,0	10,8	0,0	11,3	0,0
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0	0,0	11	0,0	12,9	0,0
14	Добыча газа, годовая, млн. м ³	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00
15	Добыча газа, накопленная, млн. м ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
20	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	1	0	1	0
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	0	0	1	0	1	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.						
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт						
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0		3,3		2	
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0		3		1,6	
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,005	0,004	0,029	0,004	0,055	0,004
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	2	1,6	12,8	1,6	24,1	1,6
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.						
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.						
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.						
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.						
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв			13,9		13,9	
34	Газовый фактор, м³/т			40,0		33,3	

Таблица 3.2.18 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по VI-му эксплуатационному объекту месторождению Кемерколь

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	1,1	1,1	1,0	1,5	0,9	0,9
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	1,1	1,1	1,0	1,5	0,9	0,9
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	43,1	42,2	44,1	43,7	45,0	44,6
5	Добыча жидкости всего, тыс.т.	25,5	25,4	19,5	24,8	20,6	7,7
6	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	25,5	25,4	19,5	24,8	20,6	7,7
7	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	221,8	200,4	241,3	225,2	261,9	232,9
9	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	95,7	95,6	95	94,0	95,6	87,9
12	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	1,5	1,4	2,0	1,2	1,3
13	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,5		3,3	5,0	3,2	3,3
14	Добыча газа, годовая, млн. м³	0,000	0,004	0,000	0,005	0,000	0,002
15	Добыча газа, накопленная, млн. м³	0,23	0,22	0,20	0,22	0,20	0,23
16	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. из эксплуатационного бурения,	0	0	0	0	0	0

№п.п	Показатели	Годы					
		2024		2025		2026	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
	шт.						
18	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	3	4	3
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	3	3	3	3	3	3
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	1	1	1	1	1	1
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	24,5	23,6	16	22,6	14,9	21,9
26	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,0	0,8	1,4	0,7	2,6
27	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,117	0,114	0,119	0,118	0,122	0,121
28	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	59	57,8	60,4	59,8	61,6	61,1
29	Коэффициент использования доб-х скв., д.ед.	0,750	0,750	0,750	1,000	0,750	1,000
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,950	0,979	0,950	1,000	0,950	0,980
31	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.	1	1	1	1	1	1
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.						
33	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, га/скв	3,4	3,4	3,4	4,3	3,4	4,3
34	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	3,6	0,0	3,7	0,0	2,6

3.2.4 Характеристика закачки рабочего агента

Согласно рекомендациям проектных документов, эксплуатационные объекты II и VI месторождения рекомендовалось вести с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды:

объекты II-путем перевода скважины 84 под ППД в 2026 году, а также объекта VI-закачка планировалась с учетом существующей скважины 45н, а также переводом под ППД скважины 95 в 2026 году.

Для организации системы ППД бурение нагнетательных скважин не предусматривалось, а предлагалось сформировать из добывающего фонда.

Как показал анализ текущего состояния фонда пробуренных скважин, нагнетательные скважины на месторождении присутствуют в количестве одной единицы, существующей скважины 45н, в связи с чем охарактеризовать систему ППД не представляется возможным.

3.2.5 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Согласно «Методические рекомендации...» (1), анализ состояния выработанности запасов нефти осуществляется для месторождений, которые находятся на II-IV стадиях разработки. Как известно, месторождения Кемерколь по состоянию изученности на

01.05.2026 г. находится на II стадии, ввиду чего настоящая глава изложена в укороченном виде.

С начала разработки на 01.05.2026г. по месторождению добыто 190,676 тыс. т нефти и 611,2 тыс. т жидкости. Отбор от НИЗ по I объекту составил 3,5 %, по II объекту составил 25,1%, по III объекту – 56,8 % и по IV объекту – 2%, по V объекту – 0,07%, по VI объекту – 57,5 % в целом же по месторождению отбор от НИЗ составил 32,4 %, при коэффициенте извлечения нефти 0,081 д.ед.

В таблице 3.2.19 приведены основные показатели, характеризующие выработку запасов по разрабатываемым объектам с запасами категории C₁, по состоянию на 01.11.2024г.

Выработка запасов продуктивных горизонтов идет неравномерно. Наиболее выработанным является III и VI объекты, имеющий выработанность от НИЗ 56,8% при обводненности 77% (III объект) и 57,5 % обводненности 96% (VI объект), что характеризует преждевременную выработку запасов по данным объектам.

Для определения количества потенциальных извлекаемых запасов нефти из пластов эксплуатационных объектов по состоянию на 01.11.2024 г. и величины остаточных запасов при существующей системе и технологии разработки были использованы характеристики вытеснения различными эмпирическими методами С.Н. Назарова, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. Расчеты позволили определить величины вовлеченных запасов нефти при существующих условиях эксплуатации скважин путем экстраполяции до предельных рентабельных дебитов и обводненности продукции только по II, III и VI объектам эксплуатации, по остальным объектам эксплуатации рассчитать вовлеченные запасы не представляется возможным ввиду небольшой истории разработки. Значения вовлеченных в активную разработку запасов нефти, определенных выбранным методикам в целом по месторождению и по объектам, представлены в таблице 6.1.1. В целом по всем объектам на текущий момент отмечается недостижение утвержденных КИН, что связано с высокой обводненностью скважин и объектов эксплуатации. По состоянию на 01.05.2026г потенциальный КИН по месторождению составил 0,105 д.ед. при утвержденных 0,250 д.ед.

Из рисунка 3.2.5.1. можно оценить разницу между вовлеченными и утвержденными извлекаемыми запасами эксплуатационных объектов. Видно, что наибольшие объемы недововлеченных запасов нефти отмечаются на II объекте, при извлекаемых 343 тыс.т, вовлеченные составляют 117,0 тыс.т.

По IV и V не представляется возможным построение характеристик вытеснения, в связи с минимальными отборами и отсутствием истории разработки по-объектно.

Таблица 3.2.19– Выработка запасов нефти по эксплуатационным объектам и месторождению в целом

Параметры	Эксплуатационные объекты						Всего по месторождению
	I	II	III	IV	V	VI	
Запасы нефти (категория B+C1), тыс.т							
Геологические	242	913	217	590	22	369	2 353

Извлекаемые	25	343	107	35	5	73	588
Накопленная добыча нефти	0,87	86,2	60,8	0,70	0,004	42,0	190,6
Отбор от НИЗ, %	3,48	25,1	56,8	2,0	0,07	57,5	32,4
Обводненность, %	72,0	85,0	77,0	93,0	-	96,0	86,0
Остаточные извлекаемые	24,1	256,8	46,2	34,3	5,0	31,0	397,4
Вовлеченные	-	117,0	80,5	-	-	49,9	247,4
<i>Назаров-Сипачев</i>	-	104,4	66,5	-	-	44,3	215,2
<i>Максимов М.И.</i>	-	141,5	97,6	-	-	51,5	290,6
<i>Сазонов Б.Ф.</i>	-	153,9	128,5	-	-	54,3	336,7
<i>Камбаров Г.С.</i>	-	105,1	77,4	-	-	49,5	232,0
КИН, доли ед.							
Утвержденный	0,103	0,376	0,493	0,059	0,227	0,198	0,250
Текущий	0,0036	0,094	0,280	0,0012	0,0002	0,114	0,081
Потенциальный при вовлеченных запасах	-	0,128	0,371	-	-	0,135	0,105

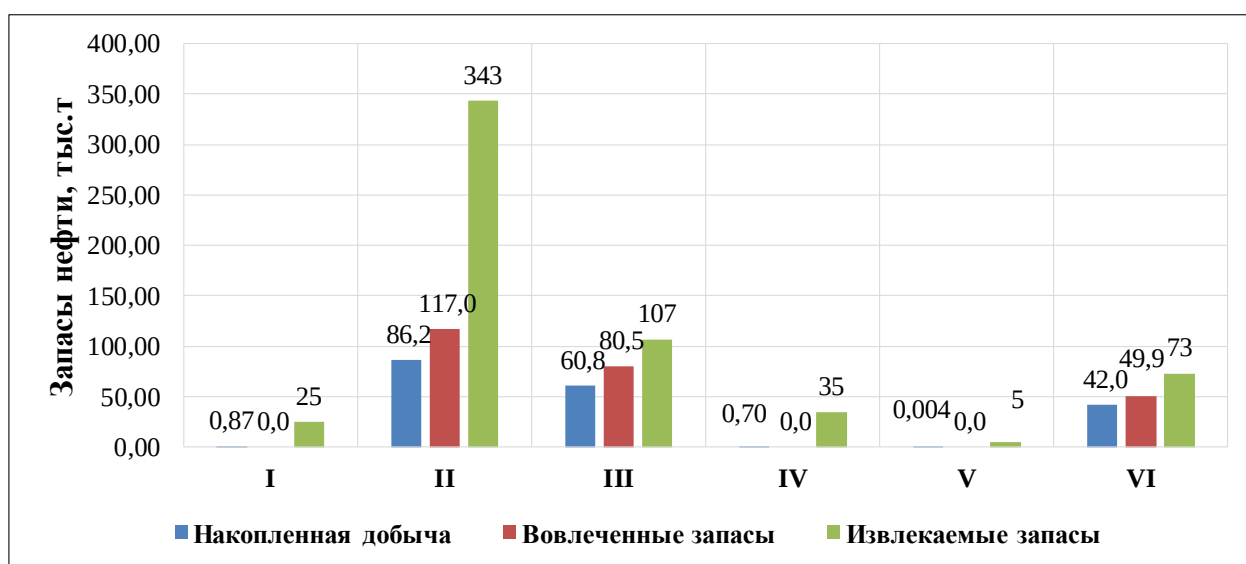


Рисунок – 3.2.5.1 – Сопоставление текущего, утвержденного и потенциальных КИН по объектам

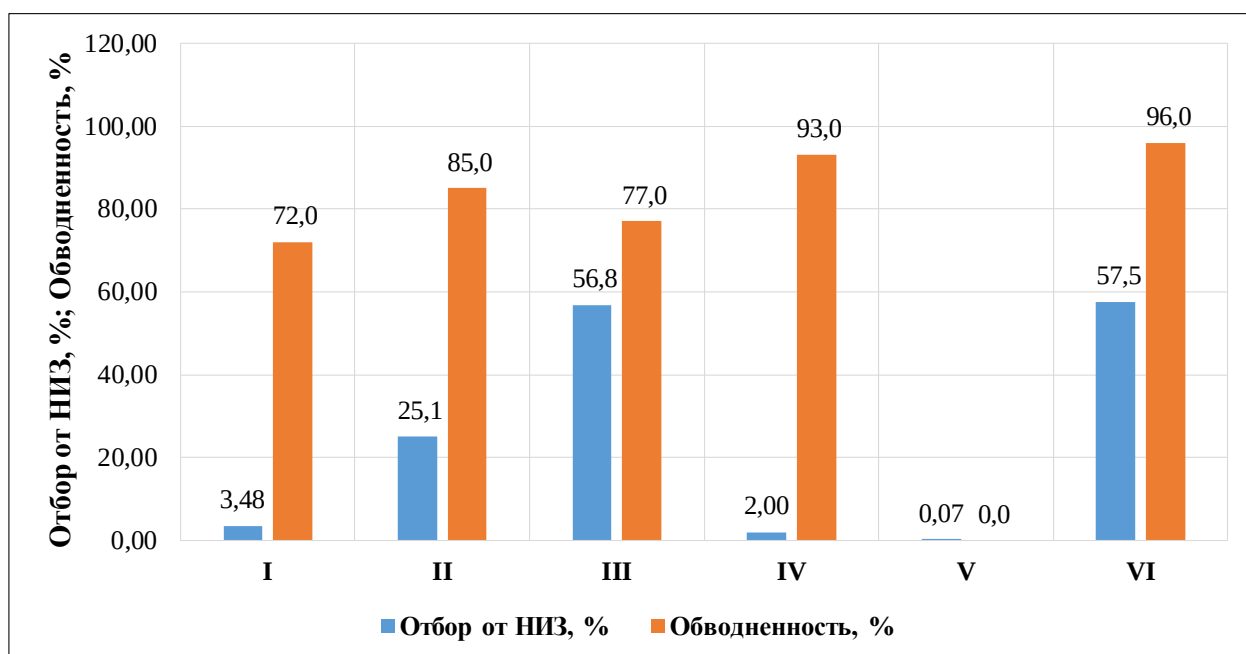


Рисунок – 3.2.5.2. – Обводненность и отбор от НИЗ по объектам эксплуатации

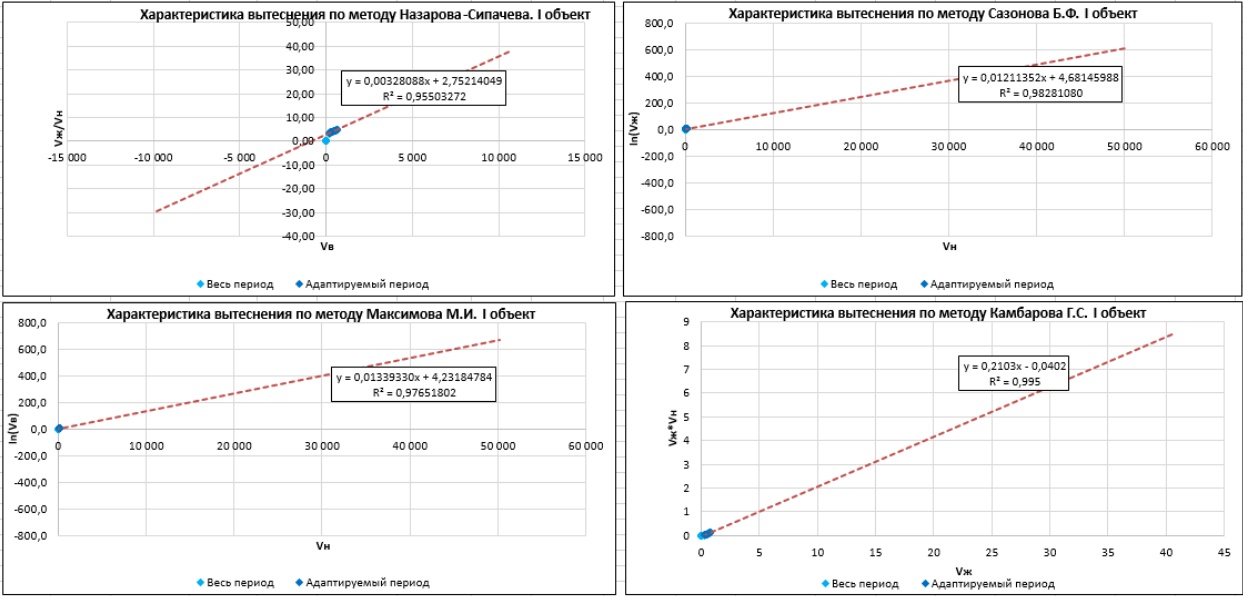


Рисунок 3.2.5.3– Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. I объект

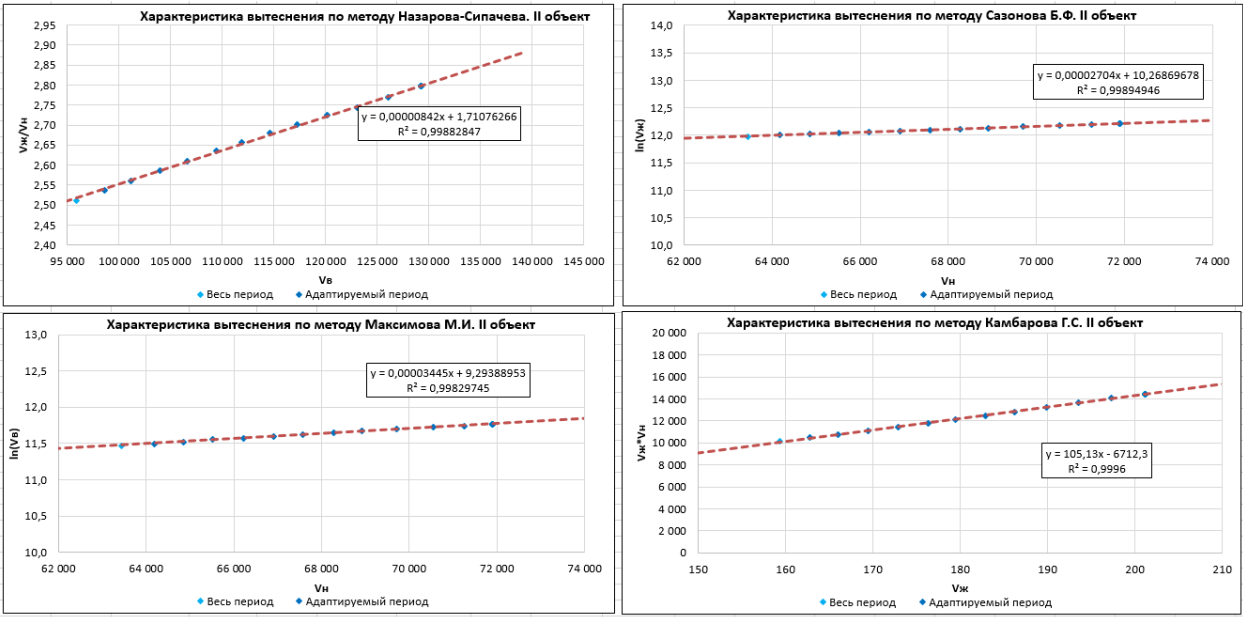


Рисунок 3.2.5.4– Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. II объект

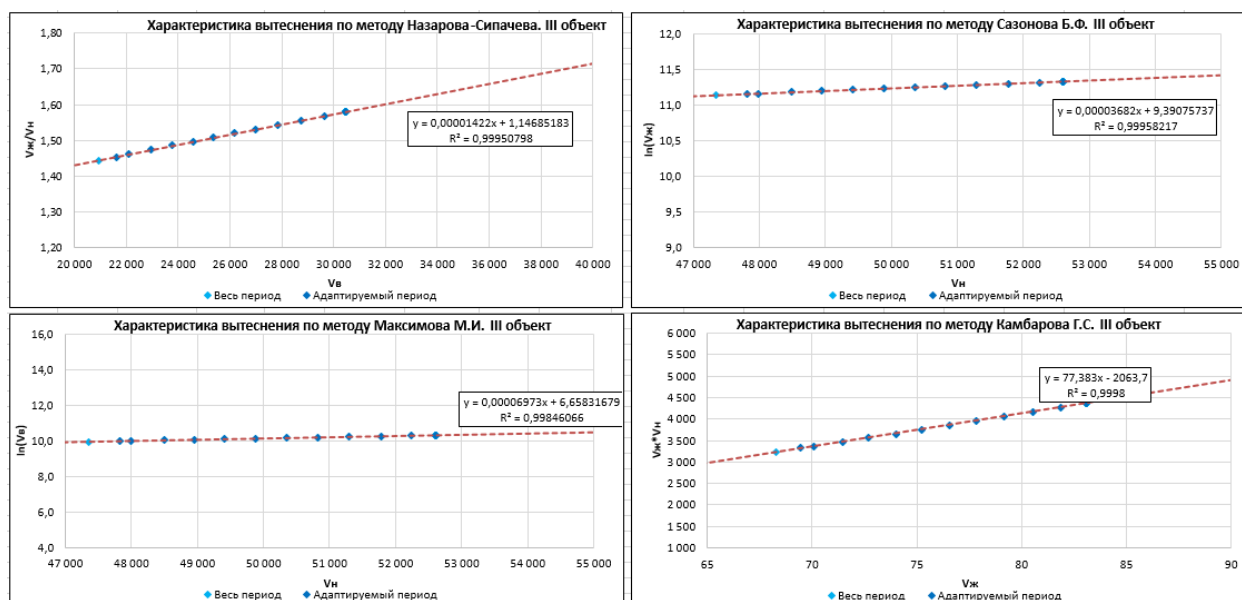


Рисунок 6.1.5– Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. III объект

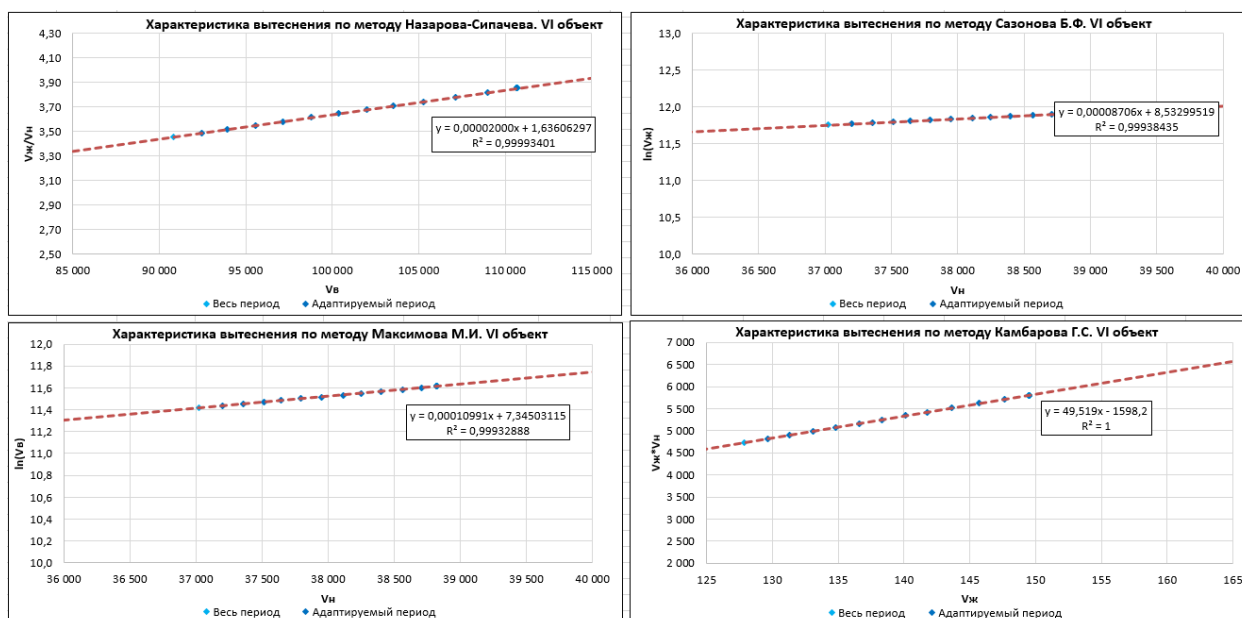


Рисунок 6.1.6– Определение вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения. VI объект

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

Для объектов I, III, IV, V разрабатываемые на естественном режиме пргноз рассчитывался с использованием материального баланса, а для объектов II и VI с ППД по методике Татнефть.

Для прогнозирования показателей разработки нефтяной залежи по методу материального баланса использованы следующие данные: начальное и среднее пластовые

давления, объемы накопленной жидкости, объемы воды, вторгающиеся в пласт, объемные коэффициенты нефти, газа и воды, фазовые проницаемости, динамические вязкости нефти и газа.

$$N * (B_t - B_{ti}) + N * m * B_{ti} * \frac{(B_g - B_{gi})}{B_{gi}} + (N * B_{ti} + N * m * B_{ti}) * c_w * p * \frac{S_w}{(1 - S_w)} +$$

$$+ \frac{c_f * p * (N * B_{ti} + N * m * B_{ti})}{1 - s_w} + W_e + W_i * B_{wi} = N_p * B_t + N_p * (R_p - R_{soi}) * B_g + W_p * B_w$$

, где N - геологические запасы нефти, [тыс.м³]

B_t - двухфазный объемный коэффициент нефти [м³/м³]

B_{ti} - начальный двухфазный объемный коэффициент нефти [м³/м³]

m - отношение объема свободного газа в пласте к объему нефти в пласте в начальный момент времени

B_g - объемный коэффициент газа, [м³/м³]

B_{gi} - начальный объемный коэффициент газа, [м³/м³]

S_w - водонасыщение

c_f - сжимаемость породы, [1/атм.]

p - разница между начальным пластовым и текущим давлением

W_e - накопленный приток из аквифера, [тыс.м³]

W_i - накопленная закачка воды, [тыс.м³]

B_{wi} - объемный коэффициент закачиваемой воды, [м³/м³]

N_p - накопленная добыча нефти, [тыс.м³]

R_p - накопленная добыча газа/накопленная добыча нефти, [тыс.м³/тыс.м³]

R_{soi} - начальное значение газового фактора при растворенном газе, [м³/м³]

W_p - накопленная добыча воды, [тыс.м³]

B_w - объемный коэффициент воды, [м³/м³].

При разработке месторождения с пластовым давлением выше давления насыщения, энергия вытеснения образуется за счет расширения недонасыщенной однофазной нефти, связанной воды, а также сжатия пор.

Все расчетные параметры для объектов с ППД (II и VI объект) определялись исходя из материалов эксплуатации скважин за весь период разработки с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов. Гидродинамические расчеты по определению динамики добычи нефти и жидкости, движения фонда скважин проведены по методике ТатНИПИнефть с адаптацией к существующим условиям разработки месторождения.

Текущие годовая добыча нефти и жидкости рассчитаны по формулам:

$$q_o^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_o^{(t)} + 0,5q_o^{(t)}} x [Q_o^{(t)} - q^{(t-1)}] \quad \text{и} \quad q_F^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_{F_o}^{(t)} + 0,5q_o^{(t)}} x [Q_{F_o}^{(t)} - q_F^{(t-1)}]$$

где: $q_o^{(t)}$ – текущий амплитудный дебит на середину t -го года;

$Q_o^{(t)}$ – введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти;

$q^{(t-1)}$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

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

$q_F^{(t-1)}$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы.

Величина амплитудного дебита (максимально возможный дебит залежи при одновременном разбуривании и вводе проектных скважин) рассчитывалась по формуле:

$$q_o^{(t)} = \xi \cdot \tau \cdot n_{иср} \cdot n_o \cdot \Delta P \cdot \varphi \cdot (1 - \omega) \cdot 10^{-6}$$

где: ξ – коэффициент надежности, определяется через квадрат коэффициента вариации, характеризующий неоднородность по продуктивности;

τ – среднее число дней работы скважины в году;

$n_{иср}$ – средний коэффициент продуктивности, определенный по исследованным скважинам на момент проектирования;

n_o – общее число скважин по проектной сетке;

ΔP – перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин;

φ – функция относительной производительности скважины;

ω – доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности продуктивных пластов.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории 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 $Q_0(t)$, определяем:

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

Определение параметра $Q_{f0}(t)$ фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости производилось при известных $q_0(t)$, $q_{f0}(t)$ и $Q_{f0}(t)$ по формуле:

$$Q_{Fo}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{\frac{1 - q_F(t)}{q_o(t)}},$$

где $q_f(t)$ и $Q_{f0}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

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

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Месторождение Кемерколь имеет сложное геологическое строение, характеризующиеся мелкоблоковым строением, установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, учитывая сложившееся состояние разработки в данной работе выделение эксплуатационных объектов на месторождении остается прежним и выглядит следующим образом:

I объект – гор. Т2-I пл.А (блок VI) Северо-западного крыла;

II объект – горизонт Т2-I пл.В (блок III, VI) Северо-западного крыла;

III объект – горизонт Т2-II (блок IV, VI) Северо-западного крыла;

IV объект – горизонт Т2-III (блок III) Северо-западного крыла;

V объект – горизонт Т2- V (блок I) Северо-западного крыла;

VI объект – горизонт Т2-I пл.В (блок I) Юго-западного крыла.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики основных эксплуатационных объектов месторождения Кемерколь

Параметры	Объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	
	Северо-западное крыло						Юго-западное крыло
	T2-I пл.А бл. VI р-н скв.4	T2-I пл.В бл. III р-н скв.83, 84	T2-I пл.В бл. VI р-н скв.81, 82	T2-II, бл. VI р-н скв.77	T2-III, бл. III р-н скв.9	T2-V, бл. I р-н скв.76Б*	T2-I пл.В, бл. I р-н скв. 20,73, 75
Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически						
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтеносности (C1), тыс.м ²	530	503	424	281	526	139	172
Площадь газоносности (C1), тыс.м ²	-	-	-	-	-	-	-
Средняя общая толщина, м	15,9	33,6	30,2	25,7	57,3	16,5	35,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	6,4	8,4	6,7	10,6	2,5	20,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	-	-	-	-	-	-
Пористость по данным ГИС/керн, д.ед	0,24/0,26	0,27/-	0,27/0,29	0,22/0,25	0,22/-	0,23/-	0,23/0,29
Средняя нефтенасыщенность по данным ГИС, д.ед	0,58	0,63	0,7	0,62	0,67	0,76	0,64
Средняя газонасыщенность по данным ГИС, д.ед	-	-	-	-	-	-	-
Проницаемость по керну, мкм ²	0,22	-	0,44	0,22	-	-	0,09
Проницаемость по ГДИС, мкм ²	-	-	0,25	0,06	-	-	0,154
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	-	0,54	14,4	13,8	-	-	14,4
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,319	0,325	0,588	0,653	0,448	0,612	0,565
Коэффициент расчлененности	3,5	2,5	6	6,2	10	2,8	5,8
Пластовая температура, °С	-	31,5	37,4	37	-	-	37,5
Пластовое давление, МПа	-	9,4	10,9	13,0	9,86	-	11,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	4,29	1,88	2,37	-	-	2,95
Газосодержание нефти, м ³ /т	14,25**	1,23	14,25	36,18	14,25**	36,18**	7,72
Содержание парафина в нефти	0,88	4,27	3,20	2,83	1,01	7,51	5,96
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	-	5,589	1,455	-	-	17,58
Вязкость нефти в поверхностных условиях при 20о, мм ² /с	697,3	79,17	28,81	20,57	9791	6,63	45,08
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	-	0,8553	0,798	0,76	-	-	0,804
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,914	0,87	0,842	0,828	0,969	0,804	0,861
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,083**	1,0152	1,083	1,114	1,083**	1,114**	1,09
Плотность пластовой воды, г/см ³	1,182	1,18	1,18	1,179	1,178	-	1,177
Геологические запасы нефти по кат. C1, тыс.т (утверж.)	242	333	580	161	590	22	369
Геологические запасы нефти по кат. C2, тыс.т (утверж.)	74	-	-	-	136		13
Коэффициент извлечения нефти							

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Кемерколь», согласно МУ, рассмотрено два варианта дальнейшей разработки эксплуатационных объектов месторождения. Необходимость актуализации проектных решений обусловлена текущим состоянием разработки, результатами анализа разработки 2024 года, а также отсутствием проектных технологических показателей на перспективу.

При формировании вариантов разработки учитывались:

- текущее состояние эксплуатационного фонда;
- результаты ранее выполненных геолого-технических мероприятий;
- эффективность системы поддержания пластового давления;
- фактические показатели работы добывающих скважин;
- степень выработки запасов по отдельным блокам и объектам;
- техническая возможность проведения переводов, возвратов, бурения новых скважин и мероприятий по интенсификации добычи.

Расчетные варианты сформированы с учетом принципов рационального недропользования и направлены на обеспечение максимального вовлечения остаточных извлекаемых запасов в разработку при сохранении технологической и экономической эффективности эксплуатации месторождения.

В дополнении к проекту рассмотрены два варианта разработки:

1 вариант (базовый) – предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,3 тыс. т.

2 вариант (альтернативный) – предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи

нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

Основные отличия вариантов разработки

По сравнению с базовым вариантом во 2 варианте предусматриваются:

- проведение ЗБГС на скважине R104 III объекта в 2028 году;
- проведение ЗБГС на скважине R102 IV объекта в 2029 году;
- проведение ЗБГС на скважине №76Б V объекта в 2029 году;
- исключение бурения скважины R108 на II объекте;
- исключение бурения скважины R110 на III объекте;
- исключение бурения скважины R114 на V объекте;

Общие положения вариантов разработки

Для обоих вариантов разработки приняты следующие общие положения.

Забойное давление в добывающих скважинах принято на уровне не ниже давления насыщения, аналогично решениям, принятым в предыдущем проектном документе.

Ожидаемые дебиты нефти новых скважин приняты по аналогии с соседними скважинами, обводненность на уровне 50 %.

В рамках дополнения к проекту предусматривается проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи путем термического воздействия на пласт в скважине №9БИС. В качестве технологий теплового воздействия рассматриваются применение электродного нагревателя;

Проведение опытно-промышленных испытаний направлено на снижение вязкости нефти в призабойной зоне пласта, улучшение фильтрационных характеристик и повышение продуктивности скважины.

С целью оценки технологической эффективности также предусматривается выполнение опытно-промышленных испытаний технологии РВП на скважине R104 с последующим анализом полученных результатов и определением целесообразности дальнейшего тиражирования данной технологии

Основными направлениями проектных решений являются:

- оптимизация существующего фонда скважин;
- вовлечение в разработку бездействующего фонда и скважин, находящихся в консервации;
- проведение переводов скважин между объектами и под систему ППД;
- бурение новых эксплуатационных скважин;
- проведение геолого-технических мероприятий, включая дострел, ОВП, ЗБГС и мероприятия по термическому воздействию.

Ввод новых скважин и проведение геолого-технических мероприятий предусматриваются поэтапно с учетом текущего состояния разработки отдельных блоков и степени выработки запасов.

Бурение новых скважин предусматривается преимущественно на участках с остаточными извлекаемыми запасами и недостаточной степенью дренирования. При этом местоположение и количество проектных точек бурения подлежат уточнению и, при необходимости, корректировке по результатам переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ, выполнения нового пересчета запасов, а также разработки и утверждения последующего проектного документа.

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант разработки предусматривает продолжение проектных решений, принятых по результатам анализа разработки месторождения в 2024 года, с реализацией комплекса мероприятий, направленных на поддержание текущего уровня добычи и вовлечение остаточных запасов в разработку.

I объект (T2-I, А блок VI)

Предусматривается:

- проведение дострела на скважине №4 в 2027 году;
- проведение ОВП на скважине №4, R105 в 2030 и 2033 годах (при этом дальнейшее проведение будет зависеть от эффективности и продолжительности ОВП).

II объект (T2-I, В блоки III, VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №84 в 2027 и 2030 годах;
- перевод скважины R102 из IV объекта на II объект под ППД в 2027 году;
- бурение скважины R108 в 2028 году;
- бурение скважины R112 в 2029 году;
- бурение скважины R111 в 2030 году.

III объект (T2-II блок VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине R101 в 2028 году;
- бурение скважины R113 в 2029 году;
- бурение скважины R110 в 2030 году;
- перевод скважины №77 из III объекта под ППД на II объект в 2043 году.

IV объект (T2-III блок II)

Предусматривается:

- перевод скважины R102 на II объект в 2027 году;
- проведение термопрогрева на скважине №9БИС в 2027 году;
- бурение скважины R109 в 2028 году.

V объект (Т2-V блок I)

Предусматривается:

- вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году;
- бурение скважины R114 в 2031 году.

VI объект (Т2-I, В блок I)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №73 в 2027 году;
- перевод скважины №95 из добывающего фонда в систему ППД в 2028 году.

Таким образом, базовый вариант ориентирован на поддержание стабильной разработки месторождения за счет оптимизации действующего фонда, бурения новых скважин, проведения мероприятий по интенсификации добычи и расширения системы поддержания пластового давления.

Вариант 2

По большинству объектов мероприятия альтернативного варианта аналогичны базовому варианту. Отличия предусматриваются по следующим объектам.

II объект (Т2-I, В блоки III, VI)

В отличие от базового варианта бурение скважины R108 в 2028 году не предусматривается.

III объект (Т2-II блок VI)

Проведение ЗБГС на скважине R104 в 2028 году вместо бурения скважины R110 в 2030 году.

Применение ЗБГС на III объекте позволит увеличить охват пласта дренированием, вовлечь в разработку слабовыработанные зоны залежи и обеспечить дополнительный прирост добычи нефти.

IV объект (Т2-III блок II)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине R102 в 2029 году.

V объект (Т2-V блок I)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине №76Б в 2029 году.

В целом альтернативный вариант характеризуется более интенсивным вовлечением остаточных запасов в разработку и предусматривает применение технологий,

направленных на увеличение коэффициента охвата залежей дренированием, повышение продуктивности скважин. (Таблица 3.4.2).

Таблица 3.4.2 – ГТМ и бурение новых скважин по вариантам разработки

Год	Объект	Скважина	Мероприятие	1 вариант	2 вариант	ожидаемый дебит нефти, т/сут
2027	I (T2-1, А блок VI)	4	Дострел	✓	✓	4
2027	I (T2-1, А блок VI)	R106	ПВЛГ на 2 объект из бд	✓	✓	
2030	I (T2-1, А блок VI)	4	ОВП	✓	✓	4
2030	I (T2-1, А блок VI)	R105	ОВП	✓	✓	4
2033	I (T2-1, А блок VI)	4	ОВП	✓	✓	4
2033	I (T2-1, А блок VI)	R105	ОВП	✓	✓	4
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	84	ОВП	✓	✓	4
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	R106	ПВЛГ из I объекта на II объект	✓	✓	
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	R102	ПВЛГ из IV объекта на II объект под ППД	✓	-	
2028	II (T2-I, В блок III, VI)	R108	Бурение	✓	—	10
2029	II (T2-I, В блок III, VI)	R112	Бурение	✓	✓	6
2030	II (T2-I, В блок III, VI)	84	ОВП	✓	✓	5
2043	II (T2-I, В блок III, VI)	77	ПВЛГ на 2 объект	✓	✓	5
2028	III (T2-II блок VI)	R104	ЗБГС (бд)	—	✓	10
2028	III (T2-II блок VI)	R101	ОВП	✓	✓	3
2029	III (T2-II блок VI)	R113	Бурение	✓	✓	7
2030	III (T2-II блок VI)	R111	Бурение	✓	✓	5
2030	III (T2-II блок VI)	R110	Бурение	✓	—	5
2043	III (T2-II блок VI)	77	Выбытие на II объект. (ПВЛГ из III объекта)	✓	✓	
2027	IV (T2-III блок III)	R102	Выбытие на II объект. (ПВЛГ из IV объекта)	✓	-	
2027	IV (T2-III блок III)	9БИС	Термопрогрев	✓	✓	3
2028	IV (T2-III блок III)	R109	Бурение	✓	✓	3
2029	IV (T2-III блок III)	R102	ЗБГС	—	✓	10
2027	V (T2-V блок I)	76Б	Вывод из консервации	✓	✓	4
2029	V (T2-V блок I)	76Б	ЗБГС	—	✓	6
2031	V (T2-V блок I)	R114	Бурение	✓	—	4
2027	VI (T2-I, В блок I)	73	ОВП	✓	✓	2
2028	VI (T2-I, В блок I)	95	Перевод из б/д в ППД	✓	✓	

3.5 Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей

Капитальные вложения

Основой для расчета капитальных вложений явились расчетные показатели по бурению, добыче нефти, подготовке и транспортировке нефти.

Капитальные вложения предусматривают затраты на бурение вертикальных скважин, ввод скважин из бездействия, затраты на обустройство месторождения.

Капитальные затраты по бурению, надземному строительству и обустройству приняты на основе данных, представленных заказчиком.

Расчет капитальных вложений произведен с учетом имеющихся мощностей объектов промышленного обустройства.

Нормативы для расчета капитальных затрат приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1- Нормативы для расчета капитальных вложений

№ п/п	показатели	значение
1	2	3
строительство скважин		
1	бурение добывающей скважины, млн. тенге/ скв	550
2	вывод из консервации добывающих скважин, млн. тенге/ скв	10
обустройство промысла		
1	перевод добывающих скважин под нагнетание, млн. тенге/ скв	10
2	перевод на другой нефтяной горизонт, млн. тенге/ скв	10
3	обустройство добывающих скважин (новых и из консервации) млн. тенге/ скв	27

Эксплуатационные затраты

При расчете эксплуатационных затрат выделены три группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство ;
- административные расходы
- нормативы для расчета платежей в бюджет.

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда скважин;
- на 1-го работника ППП;
- на 1-го работника АУП.

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;
- на 1 тонну добываемой жидкости;

Для определения нормативов расхода углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке, использованы фактически сложившиеся уровни и показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Налоговым Кодексом Республики РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

Таблица 3.5.2.-Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ЗНАЧЕНИЕ
-----------	------------	----------

1	2	3
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ		
1	СРЕДНЕГОДОВАЯ ОПЛАТА ТРУДА 1-ГО РАБОТНИКА ППП, МЛН. ТЕНГЕ /ЧЕЛ.	4,04
2	ЗАТРАТЫ НА ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ 1 СКВАЖИНЫ, МЛН. ТЕНГЕ /СКВ.	
3	СТРАХОВАНИЕ, МЛН. ТЕНГЕ/ГОД	3,39
4	ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РАСХОДЫ, ТЫС. ТЕНГЕ /СКВ.	0,55
5	ЗАТРАТЫ, ЗАВИСИМЫЕ ОТ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН, УСЛОВНО-ПОСТОЯННОГО ХАРАКТЕРА, МЛН.ТЕНГЕ/СКВ	7,5
6	ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ, ТЫС.ТЕНГЕ/Т.Ж-ТИ	0,33
7	УСЛУГИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ХАРАКТЕРА, ВЫПОЛНЕННЫЕ СТОРОННИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ, МЛН. ТЕНГЕ В ГОД	49,52
8	ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ, ТЫС.ТЕНГЕ/Т.ЖИДКОСТИ	0,24
9	ПРОЧИЕ ЗАТРАТЫ, МЛН. ТЕНГЕ	24,07
РАСХОДЫ ПЕРИОДА		
1	СРЕДНЕГОДОВАЯ ОПЛАТА ТРУДА 1-ГО РАБОТНИКА АУП, МЛН. ТЕНГЕ /ЧЕЛ	8,92
2	СОЦСФЕРА И МЕСТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА, % ОТ ИНВЕСТИЦИЙ ПО ИТОГАМ ПРЕДЫДУЩЕГО ГОДА	1%
3	ЗАТРАТЫ НА ОБУЧЕНИЕ КАЗАХСТАНСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ, % ОТ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ ПО ИТОГАМ ПРЕДЫДУЩЕГО ГОДА	1%
4	ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД ПО ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ, МЛН ТЕНГЕ	138,077
5	ЗАТРАТЫ НА НИОКР, % ОТ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ ПО ИТОГАМ ПРЕДЫДУЩЕГО ГОДА	1%
6	УСЛУГИ НЕПРОИЗВОДСТВЕННОГО ХАРАКТЕРА, ВЫПОЛНЕННЫЕ СТОРОННИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ, МЛН. ТЕНГЕ	17,47
7	АРЕНДНЫЕ ЗАТРАТЫ, МЛН. ТЕНГЕ	10,04

Таблица 3.5.3 - Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	ЗНАЧЕНИЕ
1	2	3
ЦЕНА		
1	ТОВАРНАЯ НЕФТЬ, %	96
2	ТОВАРНАЯ НЕФТЬ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК, %	100,0%
3	ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ ТЫС.ТЕНГЕ/Т.	119
4	ЦЕНА ТРАНСПОРТА НЕФТИ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ , ТЫС.ТЕНГЕ/Т	0,27
НАЛОГИ ОТЧИСЛЕНИЯ		
1	НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО, %	1.5% СОГЛАСНО СТ.521
2	КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ,%	20% СОГЛАСНО СТ. 313
3	НАЛОГ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ, %	2,5%
4	СОЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГ, %	до 2025-9,5%, с 2025г-11%
5	НАЛОГ НА СВЕРХ ПРИБЫЛЬ,%	СОГЛАСНО СТ.761 НК
6	НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО, %	1,5 СОГЛАСНО СТ.521.
7	КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ,%	20% СОГЛАСНО СТ.313
8	КУРС ДОЛЛАРА США, ТЕНГЕ.	500
9	ИНДЕКС ИНФЛЯЦИИ, %	10%

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения **Кемерколь**.

Вариант 1 (Рекомендуемый). предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

Вариант 2 (альтернативный). предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

Таблица 4.1. 1-Месторождение Кемерколь. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости тыс.т	Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закатка рабочего агента		Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %					всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	10	11	12	14	15
2026	11,6	2,0	3,1	217,1	36,9	0,092	72,1	800,7	800,7	83,9	60,5	0,0	0,5	4,7
2027	16,0	2,7	4,3	233,1	39,6	0,099	93,4	894,1	894,1	82,8	77,4	77,4	0,6	5,3
2028	19,1	3,2	5,4	252,2	42,9	0,107	111,8	1005,8	1005,8	82,9	92,7	170,0	0,6	5,9
2029	20,6	3,5	6,1	272,8	46,4	0,116	136,4	1142,2	1142,2	84,9	115,9	285,9	0,7	6,6
2030	22,6	3,8	7,2	295,4	50,2	0,126	147,9	1290,2	1290,2	84,7	125,3	411,2	0,7	7,3
2031	20,3	3,5	7,0	315,7	53,7	0,134	150,7	1440,8	1440,8	86,5	130,3	541,5	0,7	8,0
2032	18,4	3,1	6,7	334,1	56,8	0,142	152,4	1593,2	1593,2	88,0	134,0	675,5	0,7	8,7
2033	16,8	2,9	6,6	350,9	59,7	0,149	153,8	1747,0	1747,0	89,1	137,0	812,5	0,6	9,3
2034	15,3	2,6	6,4	366,2	62,3	0,156	154,9	1901,9	1901,9	90,2	139,7	952,2	0,6	10,0
2035	13,8	2,3	6,2	380,0	64,6	0,161	155,4	2057,3	2057,3	91,1	141,6	1093,7	0,6	10,6
2036	12,6	2,1	6,0	392,6	66,8	0,167	155,6	2212,9	2212,9	91,9	143,0	1236,7	0,6	11,1
2037	11,5	2,0	5,9	404,1	68,7	0,172	155,5	2368,4	2368,4	92,6	144,0	1380,7	0,6	11,7
2038	10,6	1,8	5,8	414,7	70,5	0,176	153,4	2521,8	2521,8	93,1	142,8	1523,5	0,5	12,2
2039	9,8	1,7	5,7	424,5	72,2	0,180	153,1	2674,9	2674,9	93,6	143,3	1666,8	0,5	12,7
2040	9,2	1,6	5,6	433,7	73,8	0,184	152,7	2827,6	2827,6	94,0	143,6	1810,3	0,5	13,2
2041	8,6	1,5	5,6	442,3	75,2	0,188	152,2	2979,9	2979,9	94,4	143,7	1954,0	0,5	13,7
2042	8,4	1,4	5,8	450,8	76,7	0,192	156,6	3136,5	3136,5	94,6	148,1	2102,1	0,5	14,2
2043	8,5	1,5	6,2	459,3	78,1	0,195	163,7	3300,2	3300,2	94,8	155,2	2257,3	0,5	14,7
2044	7,8	1,3	6,1	467,1	79,4	0,199	141,0	3441,2	3441,2	94,4	133,2	2390,5	0,5	15,2
2045	7,5	1,3	6,2	474,6	80,7	0,202	141,6	3582,8	3582,8	94,7	134,2	2524,7	0,5	15,7
2046	7,1	1,2	6,3	481,7	81,9	0,205	142,2	3725,0	3725,0	95,0	135,1	2659,7	0,5	16,1
2047	6,8	1,2	6,4	488,5	83,1	0,208	142,6	3867,6	3867,6	95,2	135,8	2795,6	0,5	16,6
2048	6,2	1,1	6,2	494,7	84,1	0,210	123,7	3991,3	3991,3	95,0	117,5	2913,0	0,4	17,0
2049	5,6	0,9	6,0	500,2	85,1	0,213	102,9	4094,2	4094,2	94,6	97,3	3010,4	0,4	17,5
2050	5,4	0,9	6,1	505,6	86,0	0,215	103,4	4197,6	4197,6	94,8	98,0	3108,4	0,4	17,9
2051	5,2	0,9	6,3	510,8	86,9	0,217	103,8	4301,5	4301,5	95,0	98,6	3207,1	0,4	18,3
2052	5,0	0,9	6,5	515,9	87,7	0,219	104,2	4405,7	4405,7	95,2	99,2	3306,3	0,4	18,6
2053	4,9	0,8	6,7	520,7	88,6	0,221	104,6	4510,2	4510,2	95,4	99,7	3405,9	0,4	19,0
2054	4,7	0,8	7,0	525,4	89,4	0,223	104,8	4615,1	4615,1	95,5	100,1	3506,1	0,4	19,4
2055	4,5	0,8	7,2	529,9	90,1	0,225	105,1	4720,1	4720,1	95,7	100,5	3606,6	0,3	19,7
2056	4,4	0,7	7,6	534,3	90,9	0,227	105,3	4825,4	4825,4	95,8	100,9	3707,5	0,3	20,0
2057	4,2	0,7	7,9	538,6	91,6	0,229	105,4	4930,9	4930,9	96,0	101,2	3808,7	0,3	20,4
2058	4,1	0,7	8,3	542,7	92,3	0,231	105,6	5036,4	5036,4	96,1	101,5	3910,2	0,3	20,7
2059	4,0	0,7	8,8	546,6	93,0	0,232	105,6	5142,1	5142,1	96,2	101,7	4011,8	0,3	21,0
2060	3,8	0,7	9,3	550,5	93,6	0,234	105,7	5247,7	5247,7	96,4	101,9	4113,7	0,3	21,3

2061	3,7	0,6	9,9	554,2	94,2	0,236	96,0	5343,7	5343,7	96,1	92,3	4206,0	0,3	21,5
2062	3,6	0,6	10,6	557,8	94,9	0,237	96,1	5439,8	5439,8	96,3	92,5	4298,5	0,3	21,8
2063	3,5	0,6	11,5	561,2	95,4	0,239	96,2	5536,0	5536,0	96,4	92,7	4391,2	0,3	22,1
2064	3,4	0,6	12,5	564,6	96,0	0,240	96,3	5632,3	5632,3	96,5	92,9	4484,2	0,3	22,3
2065	3,3	0,6	13,9	567,8	96,6	0,241	96,3	5728,6	5728,6	96,6	93,1	4577,2	0,2	22,6
2066	3,1	0,5	15,6	571,0	97,1	0,243	96,3	5825,0	5825,0	96,7	93,2	4670,4	0,2	22,8
2067	3,0	0,5	17,9	574,0	97,6	0,244	96,3	5921,3	5921,3	96,8	93,3	4763,7	0,2	23,1
2068	2,9	0,5	21,1	577,0	98,1	0,245	96,3	6017,5	6017,5	96,9	93,3	4857,0	0,2	23,3
2069	2,9	0,5	25,9	579,8	98,6	0,246	96,2	6113,8	6113,8	97,0	93,4	4950,3	0,2	23,5
2070	2,8	0,5	33,9	582,6	99,1	0,248	96,1	6209,9	6209,9	97,1	93,4	5043,7	0,2	23,7
2071	2,7	0,5	49,6	585,3	99,5	0,249	96,0	6305,9	6305,9	97,2	93,3	5137,0	0,2	23,9
2072	2,6	0,4	95,4	587,9	100,0	0,250	95,9	6401,8	6401,8	97,3	93,3	5230,3	0,2	24,1

Таблица 4.1. 2-Месторождение Кемерколь. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Год	Ввод скважин из бурения		из консервации	из консервации	Фонд	Экспл.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд	Средне годовой дебит		Прием.
и					скважин	бурение			на конец периода		нагн.скважин	на 1 скважину		1 нагн.
пери	всего	добыв.			с нач.разр.	с нач.разр.	всего	нагнет.	экспл.	действ	на конец пер.	нефти	жидкости	скважин
оды	ед.	ед.			ед.	тыс.м	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут
1	2	3	4	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10
2026	0	0	0		16	7	0		16	14		2,1	14,9	#ДЕЛ/0!
2027	0	0	3		16	7	0		18	17	1	2,6	15,8	223,1
2028	2	2	0		18	8	0		20	20	2	2,8	16,1	133,6
2029	2	2	0		20	9	0		22	22	2	2,7	17,9	167,1
2030	2	2	0		22	10	0		24	24	2	2,7	17,8	180,7
2031	1	1	0		23	10	0		25	25	2	2,3	17,4	187,9
2032	0	0	0		23	10	0		25	25	2	2,1	17,6	193,3
2033	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,9	17,7	197,5
2034	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,8	17,9	201,4
2035	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,6	17,9	204,1
2036	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,5	17,9	206,2
2037	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,3	17,9	207,6
2038	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,2	17,7	205,9
2039	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,1	17,7	206,6
2040	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,1	17,6	207,0
2041	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,0	17,6	207,2
2042	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,0	18,1	213,6
2043	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,0	18,9	223,7
2044	0	0	0		23	10	0		25	25	2	0,9	16,3	192,1
2045	0	0	0		23	10	0		25	25	2	0,9	16,3	193,5

2046	0	0	0		23	10	0		25	25	2	0,8	16,4	194,8
2047	0	0	0		23	10	2		23	23	2	0,9	17,9	195,9
2048	0	0	0		23	10	6		17	17	2	1,0	21,0	169,4
2049	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,5	140,4
2050	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,5	141,3
2051	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,6	142,2
2052	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,7	143,0
2053	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,8	17,7	143,8
2054	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,8	17,8	144,4
2055	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,8	17,8	145,0
2056	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	145,5
2057	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	145,9
2058	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	146,3
2059	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	146,6
2060	0	0	0		23	10	2		15	15	2	0,7	20,3	146,9
2061	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,7	18,5	133,1
2062	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,7	18,5	133,4
2063	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,7	18,5	133,7
2064	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,0
2065	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,2
2066	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,4
2067	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,5
2068	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,6
2069	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,5	134,6
2070	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,5	134,6
2071	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,5	134,6
2072	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,4	134,5

Таблица 4.1. 3-Объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл . добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасо в %	Коэфф. нефте- извлечен . д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненност ь %	Закачка рабочего		Компенс . отбора закачкой %	Добыча нефтяного					
	общая тыс.т						жидкости	жидкости			агента			газа					
		начальн. %	текущих %													годова я тыс.т	накопл . тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15				
2026	0,5	2,0	2,2	3,0	11,9	0,012	2,4	11,6	11,6	79,2			0	0,010	0,1				
2027	0,5	2,1	2,4	3,5	14,0	0,014	2,5	14,0	14,0	78,7			0	0,010	0,1				
2028	0,5	2,0	2,4	4,0	16,0	0,017	2,5	16,6	16,6	79,9			0	0,010	0,1				
2029	0,5	2,0	2,4	4,5	18,0	0,019	2,6	19,2	19,2	81,0			0	0,010	0,1				

2030	2,4	9,6	11,7	6,9	27,6	0,029	8,4	27,6	27,6	71,5			0	0,046	0,1
2031	2,1	8,5	11,7	9,0	36,1	0,037	8,7	36,4	36,4	75,8			0	0,041	0,2
2032	2,1	8,4	13,1	11,1	44,5	0,046	9,5	45,9	45,9	78,0			0	0,041	0,2
2033	2,2	8,6	15,5	13,3	53,1	0,055	10,3	56,2	56,2	79,1			0	0,042	0,3
2034	1,9	7,8	16,6	15,2	60,9	0,063	11,2	67,3	67,3	82,6			0	0,038	0,3
2035	1,6	6,5	16,6	16,8	67,4	0,070	11,5	78,9	78,9	85,9			0	0,032	0,3
2036	1,4	5,4	16,6	18,2	72,8	0,075	11,8	90,6	90,6	88,5			0	0,026	0,3
2037	1,1	4,5	16,7	19,3	77,3	0,080	12,0	102,6	102,6	90,5			0	0,022	0,4
2038	0,9	3,8	16,7	20,3	81,1	0,084	12,1	114,7	114,7	92,2			0	0,018	0,4
2039	0,8	3,2	16,8	21,1	84,3	0,087	12,2	126,9	126,9	93,5			0	0,015	0,4
2040	0,7	2,6	16,8	21,7	86,9	0,090	12,2	139,1	139,1	94,6			0	0,013	0,4
2041	0,6	2,2	16,9	22,3	89,1	0,092	12,2	151,2	151,2	95,5			0	0,011	0,4
2042	0,5	1,8	17,0	22,7	91,0	0,094	12,2	163,4	163,4	96,2			0	0,009	0,4
2043	0,4	1,5	17,1	23,1	92,5	0,096	12,1	175,5	175,5	96,8			0	0,007	0,4
2044	0,3	1,3	17,2	23,5	93,8	0,097	12,0	187,5	187,5	97,3			0	0,006	0,4
2045	0,3	1,1	17,4	23,7	94,9	0,098	11,9	199,5	199,5	97,7			0	0,005	0,5
2046	0,2	0,9	17,6	23,9	95,8	0,099	11,8	211,3	211,3	98,1			0	0,004	0,5
2047	0,2	0,8	17,8	24,1	96,5	0,100	11,7	223,0	223,0	98,4			0	0,004	0,5
2048	0,2	0,6	18,1	24,3	97,2	0,100	11,6	234,6	234,6	98,6			0	0,003	0,5
2049	0,1	0,5	18,5	24,4	97,7	0,101	11,5	246,1	246,1	98,9			0	0,003	0,5
2050	0,1	0,4	19,0	24,5	98,1	0,101	11,3	257,4	257,4	99,0			0	0,002	0,5
2051	0,1	0,4	19,6	24,6	98,5	0,102	11,2	268,6	268,6	99,2			0	0,002	0,5
2052	0,1	0,3	20,3	24,7	98,8	0,102	11,0	279,6	279,6	99,3			0	0,001	0,5
2053	0,1	0,3	21,3	24,8	99,1	0,102	10,9	290,5	290,5	99,4			0	0,001	0,5
2054	0,1	0,2	22,6	24,8	99,3	0,103	10,7	301,2	301,2	99,5			0	0,001	0,5
2055	0,04	0,2	24,4	24,9	99,4	0,103	10,6	311,8	311,8	99,6			0	0,001	0,5
2056	0,04	0,1	27,0	24,9	99,6	0,103	10,5	322,3	322,3	99,6			0	0,001	0,5
2057	0,03	0,1	30,8	24,9	99,7	0,103	10,3	332,6	332,6	99,7			0	0,001	0,5
2058	0,03	0,1	37,2	25,0	99,8	0,103	10,2	342,8	342,8	99,7			0	0,001	0,5
2059	0,02	0,1	49,6	25,0	99,9	0,103	10,0	352,8	352,8	99,8			0	0,000	0,5
2060	0,02	0,1	82,2	25,0	100,0	0,103	9,9	362,7	362,7	99,8			0	0,000	0,5

Таблица 4.1. 4- Объект I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	из консервации, ед.	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ. ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	3	1,4	0	0	3	2	0	0,8	3,8	0,0
2027	0	0	0	2	0,9	1	0	2	2	0	0,6	2,8	0,0
2028	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,6	2,9	0,0
2029	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,6	2,9	0,0

2030	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,7	9,4	0,0
2031	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,4	9,8	0,0
2032	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,3	10,7	0,0
2033	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,4	11,6	0,0
2034	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,2	12,5	0,0
2035	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,8	12,9	0,0
2036	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,5	13,2	0,0
2037	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,3	13,4	0,0
2038	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,1	13,6	0,0
2039	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,9	13,6	0,0
2040	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,7	13,7	0,0
2041	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,6	13,7	0,0
2042	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,5	13,6	0,0
2043	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,4	13,6	0,0
2044	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,4	13,5	0,0
2045	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,3	13,4	0,0
2046	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,3	13,3	0,0
2047	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,2	13,1	0,0
2048	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,2	13,0	0,0
2049	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,9	0,0
2050	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,7	0,0
2051	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,5	0,0
2052	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,4	0,0
2053	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,2	0,0
2054	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,1	0,0
2055	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,9	0,0
2056	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,7	0,0
2057	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,6	0,0
2058	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,4	0,0
2059	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,2	0,0
2060	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,1	0,0

Таблица 4.1. 5- Объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл . добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасо в %	Коэфф. нефте- извлечен . д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненност ь %	Закачка рабочего		Компенс . отбора закачкой %	Добыча нефтяного	
							жидкости	жидкости			агента			газа	
		всего тыс.т	мех.спос. тыс.т					годова я тыс.т	накопл . тыс.т		годовая млн.м3	накопл. млн.м3			
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15
2026	6,0	1,8	2,4	100,2	29,2	0,110	41,3	390,6	390,6	85,4	0,0	0,0	0	0,46	2,5
2027	7,4	2,2	3,0	107,6	31,4	0,118	48,7	439,3	439,3	84,9	0,0	0,0	0	0,56	3,1
2028	7,2	2,1	3,1	114,8	33,5	0,126	57,3	496,6	496,6	87,4	61,9	61,9	104	0,55	3,6
2029	8,4	2,4	3,7	123,1	35,9	0,135	70,1	566,8	566,8	88,0	77,4	139,3	106	0,64	4,2
2030	8,2	2,4	3,7	131,3	38,3	0,144	60,5	627,3	627,3	86,5	83,7	223,0	133	0,62	4,9
2031	7,9	2,3	3,7	139,2	40,6	0,152	61,9	689,2	689,2	87,2	87,1	310,1	135	0,61	5,5
2032	7,7	2,2	3,8	146,9	42,8	0,161	63,2	752,3	752,3	87,8	89,5	399,7	137	0,59	6,1
2033	7,5	2,2	3,8	154,4	45,0	0,169	64,4	816,7	816,7	88,3	91,5	491,2	137	0,57	6,6
2034	7,3	2,1	3,9	161,7	47,2	0,177	65,6	882,3	882,3	88,9	93,3	584,5	138	0,56	7,2
2035	7,1	2,1	3,9	168,8	49,2	0,185	66,7	949,0	949,0	89,4	94,6	679,1	137	0,54	7,7
2036	6,9	2,0	4,0	175,7	51,2	0,192	67,8	1016,8	1016,8	89,8	95,5	774,6	137	0,53	8,3
2037	6,7	2,0	4,0	182,5	53,2	0,200	68,8	1085,6	1085,6	90,2	96,2	870,8	136	0,51	8,8
2038	6,5	1,9	4,1	189,0	55,1	0,207	69,8	1155,4	1155,4	90,6	95,4	966,2	133	0,50	9,3
2039	6,4	1,9	4,1	195,3	57,0	0,214	70,7	1226,1	1226,1	91,0	95,7	1061,9	132	0,49	9,8
2040	6,2	1,8	4,2	201,5	58,8	0,221	71,6	1297,7	1297,7	91,4	95,9	1157,8	131	0,47	10,2
2041	6,0	1,8	4,3	207,5	60,5	0,227	72,4	1370,1	1370,1	91,7	96,0	1253,8	129	0,46	10,7
2042	6,2	1,8	4,6	213,8	62,3	0,234	78,1	1448,2	1448,2	92,0	99,0	1352,8	124	0,48	11,2
2043	6,6	1,9	5,1	220,4	64,3	0,241	86,6	1534,8	1534,8	92,4	103,7	1456,4	117	0,51	11,7
2044	6,4	1,9	5,2	226,8	66,1	0,248	87,6	1622,4	1622,4	92,7	89,0	1545,4	99	0,49	12,2
2045	6,2	1,8	5,3	233,0	67,9	0,255	88,5	1710,9	1710,9	93,0	89,7	1635,1	99	0,47	12,6
2046	6,0	1,8	5,5	239,0	69,7	0,262	89,3	1800,2	1800,2	93,3	90,2	1725,3	99	0,46	13,1
2047	5,8	1,7	5,6	244,8	71,4	0,268	90,1	1890,2	1890,2	93,5	90,7	1816,1	99	0,44	13,5
2048	5,6	1,6	5,7	250,5	73,0	0,274	90,8	1981,0	1981,0	93,8	78,5	1894,6	85	0,43	14,0
2049	5,5	1,6	5,9	255,9	74,6	0,280	91,5	2072,5	2072,5	94,0	97,3	1991,9	104	0,42	14,4
2050	5,3	1,5	6,1	261,2	76,2	0,286	92,1	2164,6	2164,6	94,3	98,0	2089,9	105	0,40	14,8
2051	5,1	1,5	6,3	266,3	77,6	0,292	92,7	2257,3	2257,3	94,5	98,6	2188,6	105	0,39	15,2
2052	5,0	1,4	6,5	271,3	79,1	0,297	93,2	2350,5	2350,5	94,7	99,2	2287,8	105	0,38	15,6
2053	4,8	1,4	6,7	276,1	80,5	0,302	93,7	2444,1	2444,1	94,9	99,7	2387,5	105	0,37	15,9
2054	4,6	1,4	6,9	280,7	81,8	0,307	94,1	2538,2	2538,2	95,1	100,1	2487,6	105	0,35	16,3
2055	4,5	1,3	7,2	285,2	83,1	0,312	94,5	2632,7	2632,7	95,2	100,5	2588,1	105	0,34	16,6
2056	4,3	1,3	7,5	289,6	84,4	0,317	94,8	2727,5	2727,5	95,4	100,9	2689,0	105	0,33	17,0
2057	4,2	1,2	7,9	293,8	85,6	0,322	95,1	2822,6	2822,6	95,6	101,2	2790,2	105	0,32	17,3
2058	4,1	1,2	8,3	297,8	86,8	0,326	95,4	2918,0	2918,0	95,7	101,5	2891,7	105	0,31	17,6

2059	3,9	1,2	8,7	301,8	88,0	0,331	95,6	3013,6	3013,6	95,9	101,7	2993,3	105	0,30	17,9
2060	3,8	1,1	9,3	305,6	89,1	0,335	95,8	3109,4	3109,4	96,0	101,9	3095,2	105	0,29	18,2
2061	3,7	1,1	9,9	309,3	90,2	0,339	96,0	3205,4	3205,4	96,1	92,3	3187,5	95	0,28	18,5
2062	3,6	1,0	10,6	312,9	91,2	0,343	96,1	3301,5	3301,5	96,3	92,5	3280,0	95	0,27	18,7
2063	3,5	1,0	11,5	316,4	92,2	0,347	96,2	3397,7	3397,7	96,4	92,7	3372,8	95	0,27	19,0
2064	3,4	1,0	12,6	319,7	93,2	0,350	96,3	3494,0	3494,0	96,5	92,9	3465,7	95	0,26	19,3
2065	3,3	0,9	14,0	323,0	94,2	0,354	96,3	3590,3	3590,3	96,6	93,1	3558,7	96	0,25	19,5
2066	3,1	0,9	15,7	326,1	95,1	0,357	96,3	3686,7	3686,7	96,7	93,2	3651,9	96	0,24	19,8
2067	3,0	0,9	18,0	329,2	96,0	0,361	96,3	3783,0	3783,0	96,8	93,3	3745,2	96	0,23	20,0
2068	2,9	0,9	21,3	332,1	96,8	0,364	96,3	3879,2	3879,2	96,9	93,3	3838,5	96	0,23	20,2
2069	2,9	0,8	26,2	335,0	97,7	0,367	96,2	3975,5	3975,5	97,0	93,4	3931,9	96	0,22	20,4
2070	2,8	0,8	34,4	337,7	98,5	0,370	96,1	4071,6	4071,6	97,1	93,4	4025,2	96	0,21	20,6
2071	2,7	0,8	50,8	340,4	99,2	0,373	96,0	4167,6	4167,6	97,2	93,3	4118,5	96	0,20	20,9
2072	2,6	0,8	100,0	343,0	100,0	0,376	95,9	4263,5	4263,5	97,3	93,3	4211,8	96	0,20	21,0

Таблица 4.1. 6- Объект II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	ПВЛГ, ед.	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	5	2,3	0	0	5	5	0	3,3	22,8	0,0
2027			2	5	2,3	0	0	6	6	1	3,5	23,4	0,0
2028	1	1	0	6	2,7	0	0	7	7	1	3,1	24,4	300,3
2029	1	1	0	7	3,2	0	0	8	8	1	3,1	25,9	375,6
2030	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,8	20,9	406,2
2031	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,7	21,4	422,4
2032	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,7	21,8	434,4
2033	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,6	22,3	444,0
2034	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,5	22,7	452,7
2035	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,5	23,1	458,9
2036	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,4	23,4	463,4
2037	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,3	23,8	466,7
2038	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,3	24,1	462,8
2039	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,2	24,5	464,4
2040	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,1	24,8	465,3
2041	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,1	25,1	465,7
2042	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,2	27,0	480,2
2043			1	7	3,2	0	0	8	8	2	2,3	30,0	330,7
2044	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,2	30,3	215,9
2045	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,1	30,6	217,5
2046	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,1	30,9	218,9

2047	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,0	31,2	220,1
2048	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,9	31,4	190,4
2049	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,9	31,6	236,1
2050	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,8	31,9	237,8
2051	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,8	32,1	239,3
2052	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,7	32,2	240,6
2053	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,7	32,4	241,8
2054	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,6	32,5	242,9
2055	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,6	32,7	243,9
2056	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,5	32,8	244,7
2057	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,5	32,9	245,5
2058	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,4	33,0	246,1
2059	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,4	33,1	246,6
2060	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,3	33,1	247,1
2061	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,3	33,2	223,9
2062	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,2	33,2	224,5
2063	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,2	33,3	225,0
2064	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,2	33,3	225,4
2065	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,1	33,3	225,8
2066	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,1	33,3	226,0
2067	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,1	33,3	226,2
2068	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,0	33,3	226,4
2069	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,0	33,3	226,4
2070	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,0	33,2	226,5
2071	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	0,9	33,2	226,4
2072	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	0,9	33,2	226,3

Таблица 4.1. 7- Объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл . добыча	Отбор извлеч. запасо в %	Коэфф. нефте- извлечен . д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненност ь %	Закачка рабочего		Компенс . отбора закачкой %	Добыча нефтяного	
	общая тыс.т						жидкости	жидкости			агента			газа	
		начальн. %	текущих %	нефти тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годова я тыс.т	накопл . тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3				
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15
2026	3,6	3,4	8,4	67,9	63,5	0,313	17,1	151,2	151,2	79,0			0	0,034	2,4
2027	3,5	3,3	9,1	71,5	66,8	0,329	16,8	168,1	168,1	79,0			0	0,034	2,4
2028	3,1	2,9	8,8	74,6	69,7	0,344	16,3	184,3	184,3	80,7			0	0,030	2,5
2029	4,6	4,3	14,2	79,2	74,0	0,365	26,6	211,0	211,0	82,7			0	0,044	2,5

2030	5,9	5,5	21,4	85,1	79,6	0,392	40,7	251,7	251,7	85,4			0	0,057	2,6
2031	4,7	4,4	21,6	89,9	84,0	0,414	39,7	291,4	291,4	88,1			0	0,045	2,6
2032	3,8	3,5	21,9	93,6	87,5	0,431	38,5	329,9	329,9	90,3			0	0,036	2,6
2033	3,0	2,8	22,3	96,6	90,3	0,445	37,2	367,1	367,1	92,0			0	0,029	2,7
2034	2,4	2,2	22,8	99,0	92,5	0,456	35,8	402,8	402,8	93,4			0	0,023	2,7
2035	1,9	1,8	23,5	100,8	94,3	0,465	34,3	437,2	437,2	94,5			0	0,018	2,7
2036	1,5	1,4	24,4	102,3	95,7	0,472	32,9	470,1	470,1	95,4			0	0,014	2,7
2037	1,2	1,1	25,6	103,5	96,8	0,477	31,4	501,5	501,5	96,2			0	0,011	2,7
2038	0,9	0,9	27,4	104,5	97,7	0,481	30,0	531,5	531,5	96,8			0	0,009	2,7
2039	0,8	0,7	30,0	105,2	98,4	0,485	28,6	560,2	560,2	97,4			0	0,007	2,7
2040	0,6	0,6	34,1	105,8	98,9	0,488	27,2	587,4	587,4	97,8			0	0,006	2,8
2041	0,5	0,4	41,2	106,3	99,4	0,490	25,9	613,3	613,3	98,2			0	0,005	2,8
2042	0,4	0,4	55,7	106,7	99,7	0,492	24,6	638,0	638,0	98,5			0	0,004	2,8
2043	0,3	0,3	100,1	107,0	100,0	0,493	23,4	661,4	661,4	98,7			0	0,003	2,8

Таблица 4.1. 8- Объект III. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин с нач.разр.		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	ПВЛГ, ед.	ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	4	1,8	0	0	4	3		3,3	15,8	0,0
2027	0	0	0	4	1,8	0	0	4	3		3,3	15,5	0,0
2028	0	0	0	4	1,8	0	0	4	4		2,9	15,0	0,0
2029	1	1	0	5	2,3	0	0	5	5		3,6	21,0	0,0
2030	2	2	0	7	3,2	0	0	7	7		3,3	22,5	0,0
2031	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		2,2	18,3	0,0
2032	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		1,7	17,8	0,0
2033	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		1,4	17,1	0,0
2034	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		1,1	16,5	0,0
2035	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,9	15,8	0,0
2036	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,7	15,2	0,0
2037	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,5	14,5	0,0
2038	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,4	13,8	0,0
2039	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,3	13,2	0,0
2040	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,3	12,6	0,0
2041	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,2	12,0	0,0
2042	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,2	11,4	0,0
2043	0	0	0	6	2,7	1	0	6	6		0,1	10,8	0,0

Таблица 4.1. 9- Объект IV. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл . добыча	Отбор извлек. запасо в %	Коэфф. нефте- извлечен . д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненност ь %	Закачка рабочего		Компенс . отбора закачкой %	Добыча нефтяного	
	общая тыс.т						жидкости	жидкости	агента		газа				
		начальн. %	текущих %	всего тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т				годова я тыс.т		накопл . тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15
2026	0,0	0,0	0,0	0,8	2,2	0,001	0,0	10,7	10,7	#ДЕЛ/0!			#ДЕЛ/0!	0,0	0,0
2027	1,0	2,8	2,8	1,8	5,0	0,003	2,0	12,7	12,7	51,8			0	0,0	0,0
2028	4,5	12,8	13,4	6,2	17,8	0,011	10,9	23,6	23,6	59,1			0	0,0	0,0
2029	3,9	11,2	13,6	10,1	28,9	0,017	12,3	35,9	35,9	68,2			0	0,0	0,0
2030	3,4	9,8	13,8	13,5	38,7	0,023	13,5	49,4	49,4	74,6			0	0,0	0,0
2031	3,0	8,5	13,9	16,5	47,3	0,028	14,5	63,8	63,8	79,3			0	0,0	0,0
2032	2,6	7,5	14,2	19,2	54,7	0,032	15,3	79,2	79,2	82,9			0	0,0	0,0
2033	2,3	6,5	14,5	21,4	61,3	0,036	16,1	95,3	95,3	85,8			0	0,0	0,0
2034	2,0	5,7	14,8	23,5	67,0	0,040	16,7	112,0	112,0	88,0			0	0,0	0,0
2035	1,8	5,0	15,2	25,2	72,0	0,043	17,2	129,2	129,2	89,8			0	0,0	0,0
2036	1,5	4,4	15,7	26,7	76,4	0,045	17,7	146,9	146,9	91,3			0	0,0	0,0
2037	1,3	3,8	16,2	28,1	80,2	0,048	18,1	164,9	164,9	92,6			0	0,0	0,0
2038	1,2	3,4	17,0	29,3	83,6	0,050	18,4	183,3	183,3	93,6			0	0,0	0,0
2039	1,0	2,9	17,9	30,3	86,5	0,051	18,6	201,9	201,9	94,5			0	0,0	0,0
2040	0,9	2,6	19,1	31,2	89,1	0,053	18,8	220,8	220,8	95,2			0	0,0	0,0
2041	0,8	2,2	20,6	32,0	91,3	0,054	19,0	239,7	239,7	95,9			0	0,0	0,0
2042	0,7	2,0	22,7	32,7	93,3	0,055	19,1	258,9	258,9	96,4			0	0,0	0,0
2043	0,6	1,7	25,7	33,3	95,0	0,056	19,2	278,1	278,1	96,9			0	0,0	0,0
2044	0,5	1,5	30,2	33,8	96,5	0,057	19,3	297,3	297,3	97,3			0	0,0	0,0
2045	0,5	1,3	37,9	34,2	97,8	0,058	19,3	316,6	316,6	97,6			0	0,0	0,0
2046	0,4	1,2	53,3	34,6	99,0	0,059	19,3	336,0	336,0	97,9			0	0,0	0,0
2047	0,4	1,0	100,0	35,0	100,0	0,059	19,3	355,3	355,3	98,2			0	0,0	0,0

Таблица 4.1. 10- Объект IV. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	из консервации, ед.	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	1	0,5	0	0	1	1		0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	0,5	0	0	1	1		2,7	5,7	0,0
2028	1	1	0	2	0,9	0	0	2	2		8,3	20,4	0,0
2029	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		5,5	17,4	0,0

2030	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		4,8	19,0	0,0
2031	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		4,2	20,4	0,0
2032	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		3,7	21,7	0,0
2033	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		3,2	22,7	0,0
2034	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		2,8	23,6	0,0
2035	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		2,5	24,3	0,0
2036	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		2,2	25,0	0,0
2037	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,9	25,5	0,0
2038	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,7	25,9	0,0
2039	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,5	26,3	0,0
2040	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,3	26,6	0,0
2041	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,1	26,8	0,0
2042	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,0	27,0	0,0
2043	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,8	27,1	0,0
2044	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,7	27,2	0,0
2045	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,7	27,3	0,0
2046	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,6	27,3	0,0
2047	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,5	27,3	0,0

Таблица 4.1. 11- Объект V. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл . добыча	Отбор извлеч. запасо в %	Коэфф. нефте- извлечен . д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненност ь %	Закачка рабочего		Компенс . отбора закачкой %	Добыча нефтяного	
	общая тыс.т						жидкости	жидкости	агента		газа				
		начальн. %	текущих %	всего тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т				годова я тыс.т		накопл . тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15
2026	0,0	0,0	0,0	0,1	1,6	0,004	0,0	0,1	0,1					0,0	0,0
2027	0,7	14,6	14,9	0,8	16,2	0,037	1,0	1,1	1,1	29,2			0	0,0	0,0
2028	1,2	23,3	27,8	2,0	39,5	0,090	2,0	3,2	3,2	43,3			0	0,0	0,0
2029	0,8	16,0	26,4	2,8	55,5	0,126	1,9	5,1	5,1	57,7			0	0,0	0,0
2030	0,6	11,2	25,1	3,3	66,7	0,151	1,7	6,8	6,8	67,6			0	0,0	0,0
2031	0,6	12,4	37,3	4,0	79,1	0,180	2,6	9,4	9,4	76,4			0	0,0	0,0
2032	0,4	8,0	38,4	4,4	87,1	0,198	2,5	12,0	12,0	84,2			0	0,0	0,0
2033	0,3	5,2	40,1	4,6	92,3	0,209	2,4	14,4	14,4	89,4			0	0,0	0,0
2034	0,2	3,3	43,0	4,8	95,6	0,217	2,3	16,7	16,7	92,8			0	0,0	0,0
2035	0,1	2,1	48,6	4,9	97,7	0,222	2,2	18,9	18,9	95,2			0	0,0	0,0
2036	0,1	1,4	60,8	4,9	99,1	0,225	2,1	21,0	21,0	96,7			0	0,0	0,0
2037	0,04	0,9	100,0	5,0	100,0	0,227	2,0	23,0	23,0	97,8			0	0,0	0,0

Таблица 4.1. 12- Объект V. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	из консервации, ед.	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0				
2027			1	0	0,0	0	0	1	1		2,7	3,8	
2028	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1		3,5	6,2	
2029	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1		2,4	5,7	
2030	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1		1,7	5,2	
2031	1	1	0	1	0,5	0	0	2	2		1,2	5,1	
2032	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,6	3,8	
2033	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,4	3,7	
2034	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,3	3,5	
2035	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,2	3,3	
2036	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,1	3,2	
2037	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,1	3,0	

Таблица 4.1. 13- Объект VI. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл . добыча	Отбор извлеч. запасо в %	Коэфф. нефте- извлечен . д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненност ь %	Закачка рабочего		Компенс . отбора	Добыча нефтяного	
	общая тыс.т						жидкости	жидкости			агента			газа	
		начальн. %	текущих %	нефти тыс.т	всего тыс.т	всего тыс.т		мех.спос. тыс.т	годова я тыс.т	накопл . тыс.т	закачкой %	годовая млн.м3	накопл. млн.м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15
2026	1,5	2,1	5,1	45,2	61,8	0,122	11,3	236,5	236,5	86,8	60,5	60,5	516	0,006	0,2
2027	2,9	3,9	10,3	48,0	65,8	0,130	22,3	258,8	258,8	87,1	77,4	137,9	335	0,011	0,2
2028	2,6	3,6	10,4	50,7	69,3	0,137	22,6	281,4	281,4	88,5	30,8	168,6	132	0,010	0,3
2029	2,4	3,2	10,6	53,0	72,6	0,144	22,9	304,3	304,3	89,6	38,5	207,1	163	0,009	0,3
2030	2,2	3,0	10,8	55,2	75,5	0,150	23,1	327,4	327,4	90,7	41,6	248,7	176	0,008	0,3
2031	2,0	2,7	11,0	57,1	78,2	0,155	23,2	350,7	350,7	91,6	43,3	291,9	182	0,007	0,3
2032	1,8	2,4	11,2	58,9	80,7	0,160	23,3	374,0	374,0	92,4	44,5	336,4	187	0,007	0,3
2033	1,6	2,2	11,5	60,6	82,9	0,164	23,4	397,4	397,4	93,1	45,5	381,9	191	0,006	0,3
2034	1,5	2,0	11,8	62,0	84,9	0,168	23,4	420,8	420,8	93,7	46,4	428,2	195	0,005	0,3
2035	1,3	1,8	12,2	63,4	86,7	0,172	23,4	444,2	444,2	94,3	47,0	475,2	198	0,005	0,3
2036	1,2	1,7	12,6	64,6	88,4	0,175	23,3	467,5	467,5	94,8	47,5	522,7	201	0,005	0,3
2037	1,1	1,5	13,1	65,7	89,9	0,178	23,3	490,7	490,7	95,2	47,8	570,5	203	0,004	0,3
2038	1,0	1,4	13,7	66,7	91,3	0,181	23,1	513,9	513,9	95,6	47,4	617,8	202	0,004	0,3
2039	0,9	1,3	14,4	67,6	92,6	0,183	23,0	536,9	536,9	96,0	47,6	665,4	204	0,003	0,3

2040	0,8	1,1	15,3	68,5	93,7	0,186	22,9	559,8	559,8	96,4	47,6	713,0	206	0,003	0,3
2041	0,8	1,0	16,4	69,2	94,7	0,188	22,7	582,5	582,5	96,7	47,7	760,7	208	0,003	0,3
2042	0,7	0,9	17,9	69,9	95,7	0,189	22,5	605,0	605,0	96,9	49,2	809,9	216	0,003	0,3
2043	0,6	0,9	19,8	70,5	96,5	0,191	22,4	627,4	627,4	97,2	51,5	861,4	229	0,002	0,3
2044	0,6	0,8	22,5	71,1	97,3	0,193	22,2	649,6	649,6	97,4	44,2	905,6	198	0,002	0,3
2045	0,5	0,7	26,4	71,6	98,0	0,194	21,9	671,5	671,5	97,6	44,5	950,1	202	0,002	0,3
2046	0,5	0,6	32,5	72,1	98,7	0,195	21,7	693,2	693,2	97,8	44,8	994,9	205	0,002	0,3
2047	0,4	0,6	43,9	72,5	99,3	0,197	21,5	714,7	714,7	98,0	45,1	1040,0	209	0,002	0,3
2048	0,4	0,5	71,0	72,9	99,8	0,198	21,3	736,0	736,0	98,2	39,0	1079,0	182	0,001	0,3

Таблица 4.1. 14- Объект VI. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин из консервации, с нач.разр.		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	ед	ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ. ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	3	1,4	0	0	3	3		1,4	10,9	0,0
2027	0	0	0	3	1,4	0	0	3	3		2,8	21,4	210,5
2028	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	2,5	21,8	74,6
2029	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	2,3	22,0	93,3
2030	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	2,1	22,2	100,9
2031	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,9	22,3	104,9
2032	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,7	22,4	107,9
2033	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,6	22,5	110,3
2034	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,4	22,5	112,5
2035	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,3	22,5	114,0
2036	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,2	22,4	115,1
2037	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,1	22,4	115,9
2038	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,0	22,3	115,0
2039	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,9	22,1	115,4
2040	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,8	22,0	115,6
2041	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,7	21,8	115,7
2042	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,7	21,7	119,3
2043	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,6	21,5	124,9
2044	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,5	21,3	107,2
2045	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,5	21,1	108,0
2046	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,5	20,9	108,7
2047	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,4	20,7	109,4
2048	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,4	20,4	94,6

4.2. Экономические показатели вариантов разработки

Общие положения

экономическая оценка эффективности разработки месторождения кемерколь проводилась в соответствии с требованиями правового акта «единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом министра энергетики республики казахстан от 15 июня 2018 года № 239. финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «методическими указаниями по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, 2018 г. и «методикой классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов» от 04 февраля 2023г.

для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы рк.

в расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

в работе рассмотрены один варианта разработки, где бурение нефтяных скважины не планируется.

все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в национальной валюте тенге. при расчете принят курс 500,0 тенге за 1 доллар сша.

расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. ставка инфляции принята в размере 10% в год.

за интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. первым годом реализации проекта принят 2026 год.

Капитальные вложения

расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения кемерколь производится с использованием укрупненных показателей направлений капитального строительства - в части бурения и обустройства месторождения. основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, закачке воды, подготовке и транспортировке нефти. капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории республики казахстан.

распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

расчет инвестиции по рассматриваемому вариантам в разрезе бурения скважин и обустройства месторождения, необходимые для финансирования проекта, представлен в таблице 4.2.1

Доход по проекту

источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. доход от реализации продукции был определен исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 96,0% от объема добычи нефти.

в расчете приняты условия, что добываемой нефти реализуется на внутренний рынок.

проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 119 тыс.тенге/тонна,

результаты расчета дохода от продажи нефти представлены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.1- Капитальные вложения

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы	2026-2072	2026-2072	В том числе по годам								
				млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I	Строительство скважин (подземное строительство)														
1	Бурение добывающих скважин	скв.	7	550,0	3850,0	3850,0	0,0	0,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	550,0	0,0	0,0	0,0
2	Перевод на другой нефтяной горизонт	скв.	3	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Перевод добывающих скважин под нагнетание	скв.	2	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод скважин из бездействия	скв.	6	10,0	30,0	30,0	0,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого строительство скважин				3880,0	3880,0	0,0	30,0	1100,0	1100,0	1100,0	550,0	0,0	0,0	0,0
II	Надземное строительство														
	Обустройство промысла														
1	Обустройство добывающих скважин	скв.	7	27,0	270,0	270,0	0,0	81,0	54,0	54,0	54,0	27,0	0,0	0,0	0,0
2	Прочие	%	5,00		9,5	9,5	0,0	0,0	2,7	2,7	2,7	1,4	0,0	0,0	0,0
	Итого надземное строительство				279,5	279,5	0,0	81,0	56,7	56,7	56,7	28,4	0,0	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений				4159,5	4159,5	0,0	111,0	1156,7	1156,7	1156,7	578,4	0,0	0,0	0,0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				5686,2	5686,2	0,0	122,1	1399,6	1539,6	1693,5	931,4	0,0	0,0	0,0
	Коэффициент инфляции						1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,10

ТАБЛИЦА 4.2.2- РАСЧЕТ ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

Годы	ДОБЫЧА НЕФТИ	ТОВАРНАЯ НЕФТЬ	ПРОДАЖА НЕФТИ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК			
			ЦЕНА	КОЛИЧЕСТВО	ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	
	ТЫС. Т.	ТЫС. Т.	ТЫС.ТЕНГЕ/Т	ТЫС. Т.	МЛН.ТЕНГЕ	
1	2	3	7	8	9	
2026	11,60	11,1	118,97	11,14	1 324,80	
2027	16,00	15,4	118,97	15,36	1 827,31	
2028	19,10	18,3	118,97	18,34	2 181,35	
2029	20,60	19,8	118,97	19,78	2 352,66	
2030	22,60	21,7	118,97	21,70	2 581,08	
2031	20,30	19,5	118,97	19,49	2 318,40	
2032	18,40	17,7	118,97	17,66	2 101,41	
2033	16,80	16,1	118,97	16,13	1 918,68	
2034	15,30	14,7	118,97	14,69	1 747,37	
2035	13,80	13,2	118,97	13,25	1 576,06	
2036	12,60	12,1	118,97	12,10	1 439,01	
2037	11,50	11,0	118,97	11,04	1 313,38	
2038	10,60	10,2	118,97	10,18	1 210,59	
2039	9,80	9,4	118,97	9,41	1 119,23	
2040	9,20	8,8	118,97	8,83	1 050,70	
2041	8,60	8,3	118,97	8,26	982,18	
2042	8,40	8,1	118,97	8,06	959,34	
2043	8,50	8,2	118,97	8,16	970,76	
2044	7,80	7,5	118,97	7,49	890,81	
2045	7,50	7,2	118,97	7,20	856,55	
2046	7,10	6,8	118,97	6,82	810,87	
2047	6,80	6,5	118,97	6,53	776,61	
2048	6,20	6,0	118,97	5,95	708,08	
2049	5,60	5,4	118,97	5,38	639,56	
2050	5,40	5,2	118,97	5,18	616,72	
2051	5,20	5,0	118,97	4,99	593,88	
2052	5,00	4,8	118,97	4,80	571,03	
2053	4,90	4,7	118,97	4,70	559,61	
2054	4,70	4,5	118,97	4,51	536,77	
2055	4,50	4,3	118,97	4,32	513,93	
2056	4,40	4,2	118,97	4,22	502,51	
2057	4,20	4,0	118,97	4,03	479,67	
2058	4,10	3,9	118,97	3,94	468,25	
2059	4,00	3,8	118,97	3,84	456,83	
2060	3,80	3,6	118,97	3,65	433,99	
2061	3,70	3,6	118,97	3,55	422,57	
2062	3,60	3,5	118,97	3,46	411,14	
2063	3,50	3,4	118,97	3,36	399,72	
2064	3,40	3,3	118,97	3,26	388,30	
2065	3,30	3,2	118,97	3,17	376,88	
2066	3,10	3,0	118,97	2,98	354,04	
2067	3,00	2,9	118,97	2,88	342,62	
2068	2,90	2,8	118,97	2,78	331,20	
2069	2,90	2,8	118,97	2,78	331,20	
2070	2,80	2,7	118,97	2,69	319,78	
2071	2,70	2,6	118,97	2,59	308,36	
2072	2,60	2,5	118,97	2,50	296,94	
2026-2072	382,4	367,1		367,1	43 672,7	
2026-2072	382,4	367,1		367,1	43 672,7	

Эксплуатационные затраты

Расчет эксплуатационных затрат за проектный период проводился в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта. исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки продукции.

Расчет эксплуатационных расходов проводился по годам реализации проекта за весь проектный срок. Общая стоимость эксплуатационных затрат была объединена в три основные группы :

- производственные затраты;
- общие и административные расходы (расходы периода);
- расходы по реализации готовой продукции.

В составе производственных затрат были учтены:

- материальные производственные затраты;
- страхование;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- услуги условно-постоянного характера, зависимые от кол-ва скважин;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- транспортные расходы;
- затраты, связанные с подготовкой нефти;
- экологические расходы;
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость.

Расходы периода включают:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- арендные затраты;
- услуги сторонних организаций непроизводственного характера;
- расходы по финансированию социальных программ.
- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- налоги и отчисления;
- прочие расходы.

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- экспортная пошлина;
- рентный налог;
- прочие затраты.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по методу уменьшаемого остатка основных средств.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.3.

Налоговая система

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый Кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии Кодексом Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог- по ставке 20% от налогооблагаемого дохода ст.313 НК;
- социальный налог –9,5% до 2025 г, 11% с 2025 г.ст.485 НК;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества ст.521 НК;
- НДС на добычу нефти – 0,25% на основании постановления Правительства РК от 27 июня 2019 года № 449;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно статьи 761НК;
- обязательное социальное медицинское страхование- -3%;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 5%;

Результаты расчетов налоговых выплат по рекомендуемому 3 варианту приведены в таблице 4.2.4.

ТАБЛИЦА 4.2.3- РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ

Годы	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ													
	ЭЛЕКТР ОЭНЕРГ ИЯ	РЕМОНТ СКВАЖИ Н	МАТЕРИ АЛЬНЫЕ ЗАТРАТ Ы	ФОТ ПРОМ. ПЕРСОНА ЛА	АРЕНДН БЫЕ ЗАТРАТЫ	СТРАХО ВАНИЕ	ВНУТРИП РОМЫСЛО ВЫЙ ТРАНСПО РТ	УСЛУГИ ПРОИЗВОДСТ ВЕННОГО ХАРАКТЕРА, ВЫПОЛНЕНН БЫЕ СТОРОННИМИ ОРГАНИЗАЦИ ЯМИ	ЗАТРАТЫ, ЗАВИСИМЫЕ ОТ ДЕЙСТВУЮЩ ЕГО ФОНДА СКВАЖИН, УСЛОВНО- ПОСТОЯННОГ О ХАРАКТЕРА	ЭКОЛОГ ИЧЕСКИ Е РАСХОД Ы	АМОРТИ ЗАЦИЯ	ПРОЧИЕ РАСХОД Ы	НАЛОГОВЫЕ	
													НДПИ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ	НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО
	МЛН.ТЕ НГЕ	МЛН.ТЕ НГЕ	МЛН.ТЕ НГЕ	МЛН.ТЕН ГЕ	МЛН.ТЕН ГЕ	МЛН.ТЕН ГЕ	МЛН.ТЕНГ Е	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕ НГЕ	МЛН.ТЕ НГЕ	МЛН.ТЕ НГЕ	МЛН.ТЕ НГЕ	МЛН.ТЕНГ Е
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2026	26,33	107,00	24,1	101,0	64,2	84,6	2,8	49,5	127,6	0,6	94,6	24,1	20,3	31,1
2027	34,11	107,00	31,2	101,0	88,6	84,6	3,8	68,3	142,7	0,6	135,3	33,2	23,9	27,0
2028	40,83	107,00	37,3	101,0	105,7	84,6	4,6	81,5	165,2	0,7	223,8	39,6	28,6	23,5
2029	49,81	107,00	45,5	101,0	114,0	84,6	4,9	87,9	180,2	0,8	312,4	42,7	32,6	20,1
2030	54,01	107,00	49,3	101,0	125,1	84,6	5,4	96,5	195,2	0,8	425,7	46,9	37,2	17,2
2031	55,03	107,00	50,3	101,0	112,4	84,6	4,8	86,7	202,7	0,9	422,5	42,1	36,6	14,6
2032	55,65	107,00	50,8	101,0	101,8	84,6	4,4	78,5	202,7	0,9	382,9	38,2	34,8	12,3
2033	56,16	107,00	51,3	101,0	93,0	84,6	4,0	71,7	202,7	0,9	349,6	34,9	33,3	10,3
2034	56,57	107,00	51,7	101,0	84,7	84,6	3,7	65,3	202,7	0,9	318,4	31,7	31,9	8,7
2035	56,75	107,00	51,8	101,0	76,4	84,6	3,3	58,9	202,7	0,9	287,2	28,6	30,5	7,3
2036	56,82	107,00	51,9	101,0	69,7	84,6	3,0	53,8	202,7	0,9	262,2	26,1	29,4	6,2
2037	56,79	85,60	51,9	80,8	63,6	67,7	2,7	49,1	101,4	0,4	239,3	23,9	23,7	5,3
2038	56,02	85,60	51,2	80,8	58,7	67,7	2,5	45,2	101,4	0,4	220,6	22,0	22,8	4,6
2039	55,91	85,60	51,1	80,8	54,2	67,7	2,3	41,8	101,4	0,4	204,0	20,3	22,0	3,9
2040	55,76	85,60	50,9	80,8	50,9	67,7	2,2	39,3	101,4	0,4	191,5	19,1	21,5	3,3
2041	55,58	85,60	50,8	80,8	47,6	67,7	2,1	36,7	101,4	0,4	179,0	17,8	20,9	2,9
2042	57,19	85,60	52,2	80,8	46,5	67,7	2,0	35,9	101,4	0,4	174,8	17,4	20,8	2,9
2043	59,78	85,60	54,6	80,8	47,0	67,7	2,0	36,3	101,4	0,4	176,9	17,6	21,0	2,9
2044	51,49	85,60	47,0	80,8	43,2	67,7	1,9	33,3	101,4	0,4	162,3	16,2	19,9	2,9
2045	51,71	85,60	47,2	80,8	41,5	67,7	1,8	32,0	101,4	0,4	156,1	15,6	19,6	2,9
2046	51,93	85,60	47,4	80,8	39,3	67,7	1,7	30,3	101,4	0,4	147,8	14,7	19,3	2,9
2047	52,07	64,20	47,6	60,6	37,6	50,8	1,6	29,0	93,9	0,4	141,5	14,1	17,1	2,9
2048	45,17	64,20	41,3	60,6	34,3	50,8	1,5	26,5	71,3	0,3	129,0	12,9	15,5	2,9
2049	37,58	64,20	34,3	60,6	31,0	50,8	1,3	23,9	71,3	0,3	116,5	11,6	14,5	2,9
2050	37,76	64,20	34,5	60,6	29,9	50,8	1,3	23,1	35,7	0,3	112,4	11,2	13,3	2,9
2051	37,91	64,20	34,6	60,6	28,8	50,8	1,2	22,2	35,7	0,3	108,2	10,8	13,1	2,9
2052	38,05	64,20	34,8	60,6	27,7	50,8	1,2	21,3	35,7	0,3	104,1	10,4	12,9	2,9
2053	38,20	64,20	34,9	60,6	27,1	50,8	1,2	20,9	35,7	0,3	102,0	10,2	12,8	2,9
2054	38,27	64,20	35,0	60,6	26,0	50,8	1,1	20,1	35,7	0,3	97,8	9,8	12,7	2,9
2055	38 38	64 20	35 1	60 6	24 9	50 8	1 1	19 2	35 7	0 3	93 7	9 3	12 5	2 9

2071	35,06	23,54	32,0	44,4	14,9	37,2	0,6	11,5	31,9	0,3	56,2	5,6	8,4	2,9
2072	35,02	21,40	32,0	40,4	14,4	33,9	0,6	11,1	31,9	0,3	54,1	5,4	8,1	2,9
2026-2072	2 071,7	3 361,9	1 892,7	3 311,9	2 116,4	2 775,8	91,3	1 632,3	4 048,9	20,8	7 279,5	793,4	846,6	286,7
2026-2072	2 071,7	3 361,9	1 892,7	3 311,9	2 116,4	2 775,8	91,3	1 632,3	4 048,9	20,8	7 279,5	793,4	846,6	286,7

Продолжение таблицы 4.2.4 Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода

Годы	Расходы периода											
	ФОТ АУП	Услуги непроизводственного характера	Арендные затраты	Налоги и отчисления			Обязательства по контракту				Расходы периода	Расходы периода учетом инфляции
				Социальный налог	Социальные отчисления	Фонд ОСМС	Ликвидационный фонд	Затраты на ННОКР	Отчисления на развитие соц.сферы	Затраты на обучение специалистов		
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
2026	71,4	18,5	10,0	6,1	3,2	1,9	2,34	12,00	12,00	10,20	147,7	147,7
2027	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	3,23	6,21	6,56	6,21	134,3	147,7
2028	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	3,86	7,75	8,76	7,75	140,2	169,7
2029	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	4,16	20,07	20,88	20,07	177,3	235,9
2030	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	4,57	21,45	22,64	21,45	182,2	266,8
2031	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	4,10	23,06	24,29	23,06	186,6	300,5
2032	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	3,72	17,34	18,34	17,34	168,8	299,1
2033	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	3,39	11,23	11,77	11,23	149,7	291,8
2034	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	3,09	10,71	11,06	10,71	147,7	316,6
2035	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	2,79	10,23	10,56	10,23	145,9	344,0
2036	71,4	18,5	10,0	7,1	3,2	1,9	2,55	9,74	10,06	9,74	144,2	373,9
2037	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	2,32	9,34	9,65	9,34	128,7	367,3
2038	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	2,14	7,55	7,84	7,55	123,2	386,5
2039	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,98	7,24	7,47	7,24	122,0	421,2
2040	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,86	6,97	7,20	6,97	121,1	459,8
2041	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,74	6,77	6,99	6,77	120,4	502,8
2042	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,70	6,57	6,78	6,57	119,7	550,0
2043	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,72	6,54	6,74	6,54	119,6	604,6
2044	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,58	6,62	6,82	6,62	119,7	665,6
2045	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,52	6,23	6,44	6,23	118,5	724,7
2046	62,4	16,2	8,8	6,2	2,8	1,7	1,43	6,14	6,33	6,14	118,1	794,6
2047	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	1,37	6,01	6,20	6,01	89,6	663,4
2048	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	1,25	5,42	5,61	5,42	87,8	714,4
2049	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	1,13	4,87	5,03	4,87	86,0	769,7
2050	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	1,09	4,52	4,68	4,52	84,9	836,0
2051	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	1,05	4,11	4,25	4,11	83,6	905,4
2052	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	1,01	4,04	4,17	4,04	83,3	993,0
2053	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	0,99	3,98	4,10	3,98	83,1	1089,6
2054	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	0,95	3,95	4,07	3,95	83,0	1196,6
2055	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	0,91	3,88	4,01	3,88	82,7	1312,5
2056	44,6	11,6	6,3	4,4	2,0	1,2	0,89	3,82	3,94	3,82	82,5	1440,1
2057	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,85	3,79	3,91	3,79	54,4	1043,6
2058	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,83	3,72	3,84	3,72	54,2	1143,4
2059	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,81	3,69	3,81	3,69	54,0	1255,0
2060	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,77	3,41	3,53	3,41	53,1	1357,8
2061	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,75	3,31	3,41	3,31	52,8	1484,1
2062	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,73	3,21	3,31	3,21	52,5	1622,4
2063	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,71	3,17	3,27	3,17	52,4	1780,6
2064	26,8	6,9	3,8	2,6	1,2	0,7	0,69	3,14	3,24	3,14	52,3	1952,8

ТАБЛИЦА 4.2.5 - СУММАРНЫЕ ВЫПЛАТЫ ГОСУДАРСТВУ В ВИДЕ НАЛОГОВ

Годы	НДПИ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ	КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ	НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО	СОЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГ	СОЦЦИАЛЬНЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ	ФОНД ОСМС	НАЛОГ НА СВЕРХ ПРИБЫЛЬ	ДОХОД ГОСУДАРСТВ ВСЕГО
	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ	МЛН.ТЕНГЕ
1	2	3	4	5	6	7	10	11
2026	20,3	99,6	31,1	14,7	7,8	4,7	41,0	219,2
2027	23,9	204,6	27,0	17,1	7,8	4,7	120,7	405,6
2028	28,6	291,6	23,5	15,7	7,8	4,7	0,0	371,8
2029	32,6	343,0	20,1	15,7	7,8	4,7	0,0	423,7
2030	37,2	428,3	17,2	15,7	7,8	4,7	0,0	510,8
2031	36,6	392,1	14,6	15,7	7,8	4,7	0,0	471,3
2032	34,8	369,9	12,3	15,7	7,8	4,7	372,5	817,6
2033	33,3	351,6	10,3	15,7	7,8	4,7	299,2	722,5
2034	31,9	323,0	8,7	15,7	7,8	4,7	209,2	600,8
2035	30,5	285,0	7,3	15,7	7,8	4,7	124,4	475,4
2036	29,4	252,0	6,2	15,7	7,8	4,7	67,5	383,1
2037	23,7	319,0	5,3	13,1	6,4	3,9	198,3	569,7
2038	22,8	298,7	4,6	13,1	6,4	3,9	143,5	492,9
2039	22,0	274,1	3,9	13,1	6,4	3,9	92,0	415,4
2040	21,5	256,7	3,3	13,1	6,4	3,9	56,5	361,5
2041	20,9	233,0	2,9	13,1	6,4	3,9	24,8	305,0
2042	20,8	235,4	2,9	13,1	6,4	3,9	13,4	295,9
2043	21,0	264,1	2,9	13,1	6,4	3,9	16,0	327,4
2044	19,9	229,8	2,9	13,1	6,4	3,9	0,0	276,0
2045	19,6	216,7	2,9	13,1	6,4	3,9	0,0	262,6
2046	19,3	183,8	2,9	13,1	6,4	3,9	0,0	229,3
2047	17,1	304,3	2,9	9,6	4,7	2,8	16,1	357,5
2048	15,5	299,0	2,9	9,6	4,7	2,8	12,9	347,4
2049	14,5	250,3	2,9	9,6	4,7	2,8	0,0	284,8
2050	13,3	309,1	2,9	9,6	4,7	2,8	10,4	352,9
2051	13,1	298,4	2,9	9,6	4,7	2,8	0,0	331,6
2052	12,9	280,0	2,9	9,6	4,7	2,8	0,0	312,9
2053	12,8	281,2	2,9	9,6	4,7	2,8	0,0	314,1
2054	12,7	251,0	2,9	9,6	4,7	2,8	0,0	283,7
2055	12,5	212,0	2,9	9,6	4,7	2,8	0,0	244,5
2056	12,4	198,1	2,9	9,6	4,7	2,8	0,0	230,5
2057	12,2	248,1	2,9	7,8	3,9	2,4	0,0	277,3
2058	12,1	230,5	2,9	7,8	3,9	2,4	0,0	259,6
2059	11,0	383,8	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	409,8
2060	10,7	342,9	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	368,6
2061	10,4	361,4	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	386,9
2062	10,3	336,6	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	362,0
2063	10,2	301,8	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	327,1
2064	10,1	256,6	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	281,8
2065	10,0	200,0	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	225,1
2066	9,8	38,2	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	63,1
2067	9,0	206,5	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	230,6
2068	8,9	126,2	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	150,2
2069	8,9	141,0	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	165,0
2070	8,8	22,3	2,9	6,8	3,4	2,0	0,0	46,2
2071	8,4	32,6	2,9	6,4	3,2	1,9	0,0	55,5
2072	8,1	47,7	2,9	6,1	3,0	1,8	0,0	69,6
2026-2072	846,6	11 811,4	286,7	509,7	251,8	151,1	1 818,3	15 675,6
2026-2072	846,6	11 811,4	286,7	509,7	251,8	151,1	1 818,3	15 675,6

Показатели экономической оценки вариантов разработки

Технико-экономический анализ в настоящей работе проводился на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемую в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.

Для оценки эффективности проекта использовались следующие экономические критерии эффективности :

- суммарный поток денежной наличности государства;
- суммарный поток денежной наличности недропользователя;
- дисконтированный поток денежной наличности недропользователя;

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- анализ чувствительности проекта.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.5.

Расчет показателей эффективности проекта приведен в таблице 4.2.6.

Таблица 4.2.5 Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности

Годы	Валовый доход	Капитальны е вложения	Вычитаемы е затраты	Амортизац ионные отчисления	Балансова я прибыль (+), убыток (-)	Налогооблага емый доход	Корпора- тивный подход- ный налог	Налог на сверх прибыль	Чи при пред я с у всех
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
2026	1324,8	0,0	921,4	94,6	403,4	498,0	99,6	41,0	20
2027	2010,0	122,1	1122,6	135,3	887,5	1022,8	204,6	120,7	56
2028	2639,4	1399,6	1405,0	223,8	1234,4	1458,2	291,6	0,0	94
2029	3131,4	1539,6	1729,0	312,4	1402,4	1714,8	343,0	0,0	10
2030	3779,0	1693,5	2063,1	425,7	1715,9	2141,5	428,3	0,0	12
2031	3733,8	931,4	2195,9	422,5	1537,9	1960,4	392,1	0,0	11
2032	3722,8	0,0	2256,3	382,9	1466,5	1849,4	369,9	372,5	72
2033	3739,0	0,0	2330,5	349,6	1408,5	1758,1	351,6	299,2	75
2034	3745,6	0,0	2449,1	318,4	1296,5	1614,9	323,0	209,2	76
2035	3716,3	0,0	2578,3	287,2	1138,0	1425,2	285,0	124,4	72
2036	3732,4	0,0	2734,8	262,2	997,6	1259,8	252,0	67,5	67
2037	3747,2	0,0	2391,7	239,3	1355,5	1594,9	319,0	198,3	83
2038	3799,4	0,0	2526,6	220,6	1272,7	1493,3	298,7	143,5	83
2039	3863,9	0,0	2697,5	204,0	1166,4	1370,3	274,1	92,0	80
2040	3990,0	0,0	2897,9	191,5	1092,2	1283,6	256,7	56,5	77
2041	4102,8	0,0	3116,7	179,0	986,1	1165,1	233,0	24,8	72
2042	4408,1	0,0	3405,9	174,8	1002,2	1177,1	235,4	13,4	75
2043	4906,7	0,0	3763,0	176,9	1143,7	1320,6	264,1	16,0	86
2044	4952,9	0,0	3966,1	162,3	986,8	1149,1	229,8	0,0	75
2045	5238,6	0,0	4311,4	156,1	927,2	1083,3	216,7	0,0	71
2046	5455,1	0,0	4683,8	147,8	771,3	919,1	183,8	0,0	58
2047	5747,1	0,0	4367,1	141,5	1380,0	1521,5	304,3	16,1	10
2048	5764,0	0,0	4397,9	129,0	1366,1	1495,1	299,0	12,9	10
2049	5726,8	0,0	4592,1	116,5	1134,7	1251,3	250,3	0,0	88
2050	6074,5	0,0	4641,2	112,4	1433,3	1545,7	309,1	10,4	11
2051	6434,5	0,0	5050,5	108,2	1384,0	1492,2	298,4	0,0	10
2052	6805,7	0,0	5510,0	104,1	1295,7	1399,8	280,0	0,0	10
2053	7336,5	0,0	6032,4	102,0	1304,2	1406,2	281,2	0,0	10
2054	7740,8	0,0	6583,7	97,8	1157,1	1254,9	251,0	0,0	90
2055	8152,5	0,0	7186,4	93,7	966,2	1059,8	212,0	0,0	75
2056	8768,5	0,0	7869,6	91,6	898,9	990,5	198,1	0,0	70
2057	9206,9	0,0	8053,9	87,4	1153,0	1240,4	248,1	0,0	90
2058	9886,5	0,0	8819,4	85,3	1067,1	1152,5	230,5	0,0	83
2059	10609,9	0,0	8774,3	83,2	1835,6	1918,8	383,8	0,0	14
2060	11087,3	0,0	9452,1	79,1	1635,2	1714,3	342,9	0,0	12
2061	11875,1	0,0	10145,2	77,0	1729,9	1807,0	361,4	0,0	13
2062	12709,6	0,0	11101,7	74,9	1607,9	1682,8	336,6	0,0	12
2063	13592,2	0,0	12156,2	72,8	1436,0	1508,8	301,8	0,0	11
2064	14524,2	0,0	13311,9	70,8	1212,4	1283,1	256,6	0,0	95
2065	15506,8	0,0	14575,3	68,7	931,5	1000,1	200,0	0,0	73
2066	16023,6	0,0	15897,2	64,5	126,5	191,0	38,2	0,0	8
2067	17057,4	0,0	16087,1	62,4	970,3	1032,7	206,5	0,0	76
2068	18137,7	0,0	17567,2	60,4	570,6	630,9	126,2	0,0	44
2069	19951,5	0,0	19307,0	60,4	644,5	704,8	141,0	0,0	50
2070	21189,9	0,0	21136,7	58,3	53,1	111,4	22,3	0,0	3
2071	22476,4	0,0	22369,6	56,2	106,8	163,0	32,6	0,0	7
2072	23808,3	0,0	23623,8	54,1	184,6	238,7	47,7	0,0	13
2026-2072	395 933,6	5 686,2	344 155,8	7 279,5	51 777,7	59 057,2	11 811,4	1 818,3	38
2026-2072	395 933,6	5 686,2	344 155,8	7 279,5	51 777,7	59 057,2	11 811,4	1 818,3	38

Таблица 4.2.7 Расчет показателей эффективности проекта

Годы	Дисконтированный доход от реализации	Дисконтированные капитальные вложения	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%)	Дисконтированный чистый поток наличности
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2026	1324,8	0	357,4	357,4	357,4	357,4
2027	1827,3	111,0	575,5	932,9	523,2	523,2
2028	2181,4	1156,7	-233,0	699,9	-192,6	-192,6
2029	2352,7	1156,7	-167,7	532,2	-126,0	-126,0
2030	2581,1	1156,7	19,7	551,9	13,5	13,5
2031	2318,4	578,35	636,9	1188,8	395,5	395,5
2032	2101,4	0	1107,0	2295,8	624,9	624,9
2033	1918,7	0	1107,3	3403,1	568,2	568,2
2034	1747,4	0	1082,8	4485,9	505,1	505,1
2035	1576,1	0	1015,7	5501,6	430,8	430,8
2036	1439,0	0	940,4	6442,0	362,6	362,6
2037	1313,4	0	1077,6	7519,7	377,7	377,7
2038	1210,6	0	1051,2	8570,8	334,9	334,9
2039	1119,2	0	1004,3	9575,1	290,9	290,9
2040	1050,7	0	970,4	10545,5	255,5	255,5
2041	982,2	0	907,2	11452,7	217,2	217,2
2042	959,3	0	928,3	12381,0	202,0	202,0
2043	970,8	0	1040,5	13421,4	205,8	205,8
2044	890,8	0	919,3	14340,7	165,3	165,3
2045	856,6	0	866,7	15207,4	141,7	141,7
2046	810,9	0	735,3	15942,7	109,3	109,3
2047	776,6	0	1201,1	17143,8	162,3	162,3
2048	708,1	0	1183,2	18327,0	145,4	145,4
2049	639,6	0	1001,0	19328,0	111,8	111,8
2050	616,7	0	1226,1	20554,2	124,5	124,5
2051	593,9	0	1193,7	21747,9	110,2	110,2
2052	571,0	0	1119,8	22867,7	94,0	94,0
2053	559,6	0	1124,9	23992,7	85,8	85,8
2054	536,8	0	1003,9	24996,6	69,6	69,6
2055	513,9	0	847,8	25844,4	53,4	53,4
2056	502,5	0	792,4	26636,9	45,4	45,4
2057	479,7	0	992,3	27629,2	51,7	51,7
2058	468,2	0	922,0	28551,2	43,7	43,7
2059	456,8	0	1535,1	30086,2	66,1	66,1
2060	434,0	0	1371,4	31457,7	53,7	53,7
2061	422,6	0	1445,6	32903,2	51,4	51,4
2062	411,1	0	1346,3	34249,5	43,6	43,6
2063	399,7	0	1207,1	35456,6	35,5	35,5
2064	388,3	0	1026,5	36483,1	27,4	27,4
2065	376,9	0	800,1	37283,2	19,4	19,4
2066	354,0	0	152,8	37436,0	3,4	3,4
2067	342,6	0	826,2	38262,2	16,6	16,6
2068	331,2	0	504,7	38766,9	9,2	9,2
2069	331,2	0	563,9	39330,8	9,4	9,4
2070	319,8	0	89,1	39419,9	1,3	1,3
2071	308,4	0	130,4	39550,3	1,8	1,8
2072	296,9	0	190,9	39741,2	2,4	2,4
2026-2072	43672,7	4159,5	39741,2	933395,0	7201,9	7201,9
2026-2072	43672,7	4159,5	39741,2	39741,2	7201,9	7201,9

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Для выявления воздействия отдельных рисков на финансовое осуществление проекта были рассчитаны риски, связанные с изменением объемов продажи нефти, капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены продажи нефти.

В связи с этим, для рекомендуемого варианта нами выполнен анализ чувствительности показателей экономической эффективности к изменению значений отдельных факторов, принятых при расчетах.

Экономический риск оценивался анализом чувствительности основного показателя эффективности - чистого дисконтированного поступления проекта (ЧПС) к изменению следующих факторов:

- объему добычи нефти;
- уровню цен на реализуемую продукцию;
- объему капитальных вложений для реализации проекта;
- эксплуатационным затратам на добычу нефти.

Диапазон отклонений цен и затрат от базовых значений принят $\pm 10\%$, 20% .

Влияние данных факторов на ЧПС при дисконте 10% графически отражено на рис.

4.2.7.

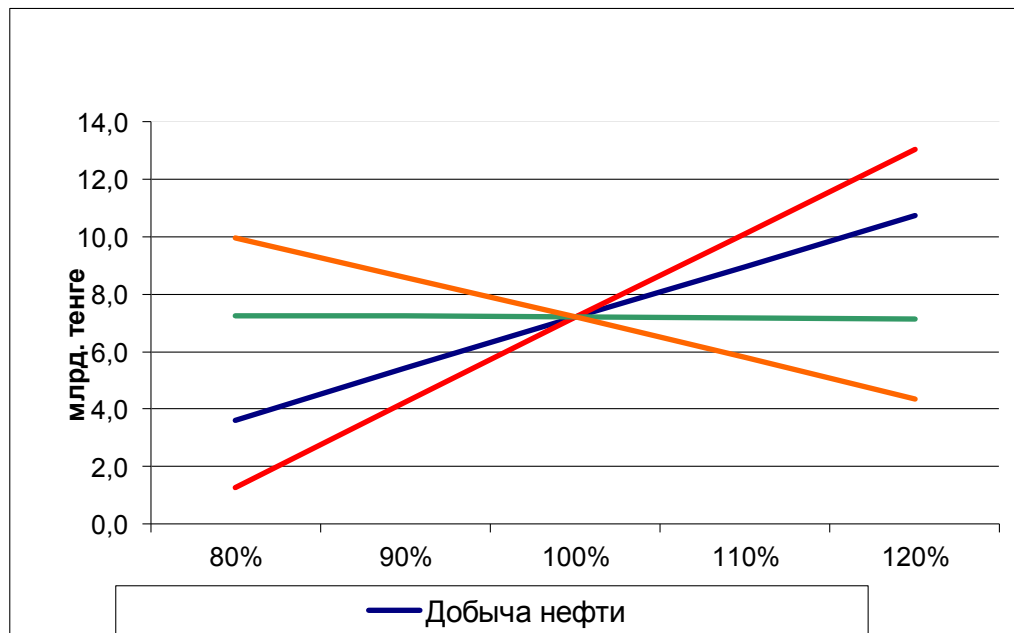


Рисунок 4.2.7 График чувствительности экономических показателей

Из графика видно, что проект чувствителен ко всем факторам риска, однако, значительное влияние на ЧПС оказывают объемы добычи и цена продажи нефти, так как изменение значений данных показателей вызывает большое изменение потока денежной наличности.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Сравнение технико-экономических показателей по разработке месторождения Кемерколь производится по рентабельному периоду.

Вариант 1. Рентабельный периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляет 46 лет.

Предусмотрено бурение 7 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 382,4 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти 0,250.

Анализ показал, что по данному варианту все основные показатели: , суммарная чистая прибыль, доход Государства. дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10%, имеют максимальные значения,

Вариант 2. Рентабельный периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляет 42 года.

Предусмотрено бурение 4 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 345,3 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти 0,234.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей вариантов разработки к внедрению рекомендуется 1 Вариант.

Сравнение основных технико-экономических показателей разработки месторождения приведено в таблице 5.1.

Таблица 5.1. -Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2026-2072	2026-2072	2026-2068	2026-2067
2	Ввод добывающих скважин из бурения, шт	7	7	4	4
3	Ввод добывающих скважин из консервации , шт	3	3	3	3
4	Перевод скважин под нагнетание , шт	3	3	3	3
5	Фонд добывающих скважин, шт	25	25	23	23
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	4	4	4	4
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	382,4	382,4	382,3	378,5
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	5673,1	4096,8	4543,8	4470,2
9	Суммарная закачка воды, тыс.м3	5291,2	3768,2	4161,7	4091,9
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	573,07	573,07	573,0	569,2

11	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,25	0,25	0,250	0,248
12	Реализация нефти, тыс.т	367,1	367,1	367,0	363,4
13	Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге	395,9	395,9	351,91	328,15
14	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	344,2	344,2	295,58	271,66
15	Общие затраты, млрд.тенге	344,2	344,2	295,58	271,66
16	Производственная себестоимость 1 т. нефти, тыс.тенге/т	758,9	758,9	637,17	592,18
17	Капитальные вложения , млрд.тенге	5,7	5,7	4,96	4,96
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	37,9	37,9	35,30	33,56
19	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге	59,1	59,1	63,08	63,16
20	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	11,8	11,8	12,63	12,63
21	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	1,8	1,8	2,04	2,04
22	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	38,1	38,1	41,66	41,81
23	Поток денежной наличности, млрд.тенге	39,7	39,7	43,44	43,52
24	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млрд.тенге	7,2	7,2	7,69	7,69

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Характеристика показателей эксплуатации скважин

Эксплуатация УШГН. УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность 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 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

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

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

Эксплуатация УШВН. Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости ($\mu > 200 \text{ МПа} \cdot \text{с}$), 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.

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

Недостатком ВШНУ является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Основные проблемы при добыче и эксплуатации скважин на месторождении будут связаны с физико-химическими свойствами добываемой нефти. Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению ее фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин.

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

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

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

С ростом скорости движения газонефтяной смеси интенсивность отложений АСПО вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности НКТ. Дальнейший

рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

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

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

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии.

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

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

Обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты.

Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

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

Эффект, полученный от применения ингибитора в безводных или малообводненных скважинах, может оказаться нулевым при его применении в высокообводненных скважинах. На этом должен базироваться квалифицированный выбор реагентов.

Для защиты от коррозии оборудования и трубопроводов внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин предлагается использовать водорастворимые ингибиторы коррозии. Учитывая физико-химические свойства пластовой жидкости, лабораторным путем необходимо подобрать ингибитор коррозии.

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

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

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

Одним из осложнений при добыче, сборе и при транспортировке газа может быть образование гидратов в призабойной зоне, в стволе скважин, в промысловых и магистральных газопроводах.

Образование гидратов в стволе можно предупредить теплоизоляцией фонтанных или обсадных колонн, повышением температуры газа в стволе с помощью нагревателей. Самый распространенный способ предупреждения образования гидратов – подача ингибиторов (метанола, гликолей, растворы различных солей) в поток газа. Также возможна подача ингибитора через затрубное пространство.

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

6.3.1 Основные требования к системе промыслового обустройства

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

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

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработки...» должна удовлетворять следующим требованиям:

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

6.3.2. Системе сбора и подготовки нефти

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ)

Рабочее и статическое давление в скважине измеряются манометром, смонтированным на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция со скважин №77,81,82, 83, 84, 92, 93 из северо-западного крыла (СЗК) по выкидными трубопроводами Ø89мм поступает на площадку БГ-500/СЗК где имеется возможности индивидуального замера дебита скважины и далее по промысловому коллектору Ø159мм перекачивается на площадку БГ-500/УПН винтовыми насосами для мультифазной среды, МФН.

Индивидуальный замер осуществляется с применением счетчика жидкости СКЖ установленный на линии Ду89 проложенный от байпасных линий выкидных труб из каждой скважин до 160м³. замерной емкости. Также предусматривается установить СКЖ на выкидных линиях на каждой скважине.

Продукция скважин №20,73,75 и 95 с Юго-Западного крыла (ЮЗК) подается по выкидным линиям от каждой скважины через счетчики СКЖ на БГ-500/ЮЗК и далее на БГ-500/УПН. (схема обустройства системы сбора и УПН).

Описание технологии подготовки нефти на УПН

Продукция всех скважин из приемного блока гребенки БГ500/УПН направляется с добавлением деэмульгатора Диссолван из БР в подогреватель нефти УН-02, где осуществляется предварительный подогрев для улучшения технологических процессов подготовки. Далее подогретый флюид поступает в трехфазный сепаратор ТФС-40 (см. чертеж ТФС40) со сбросом воды, где происходит разделение нефти, газа и воды. Флюид на входе ТФС, ударяясь об отбойник (О) разделяется на 2 фазы (газ и жидкость). При этом газ поднимается и скапливается в верхней части внутри ТФС и через регулятор давления (Б) подается после вертикального газового сепаратора к горелкам печей подогрева и на факел для аварийного сжигания газа. На линиях печей подогрева и аварийного сжигания монтируются отдельные газовые счетчики для учета газа.

В 1 отсеке ТФС разделение нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса, капельки воды оседают вниз 1 отсека. Уровень роста пластовой воды контролируется с помощью наружного уровнемера (Ж) и при достижении установленного уровня роста в технологическом регламенте работы УПН сбрасывается с нижней части 1 отсека в подземную 160м³ дренажную емкость для подготовки промысловых сточных вод.

Нефть с остаточным содержанием воды из 2 отсека ТФС направляется в горизонтальный отстойник ОГ1 для глубокой очистки (см. чертеж ОГ), где водонефтяная эмульсия через входной запорной арматуры А1 поступает в перфорированный коллектор Ду324 ПК-400х50, находящихся в нижней части отстойника. Выходящая через отверстия тонкими струйками водонефтяная эмульсия поступает под слой пластовой воды. Капельки воды, содержащиеся в эмульсии, контактируют с пластовой водой, имеющейся в аппарате, укрупняются, и оседают вниз. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство (Г) сбрасывается в систему подготовки промысловых сточных вод. Для определения уровня раздела фаз отстойник оборудован уровнемером. Межфазный уровень в отстойнике нефти поддерживается с помощью регулирующей задвижки Ду89 путём изменения количества сбрасываемой воды.

Также из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер сбрасывается в сборную сеть.

Для отбора проб жидкости на выходе отстойника имеется поворотный кран пробоотборника (ПО). Как и любой сосуд, работающий под давлением, отстойник

оборудуется запорной арматурой, манометрами для измерения избыточного давления и пружинными предохранительными клапанами для защиты от недопустимого превышения давления.

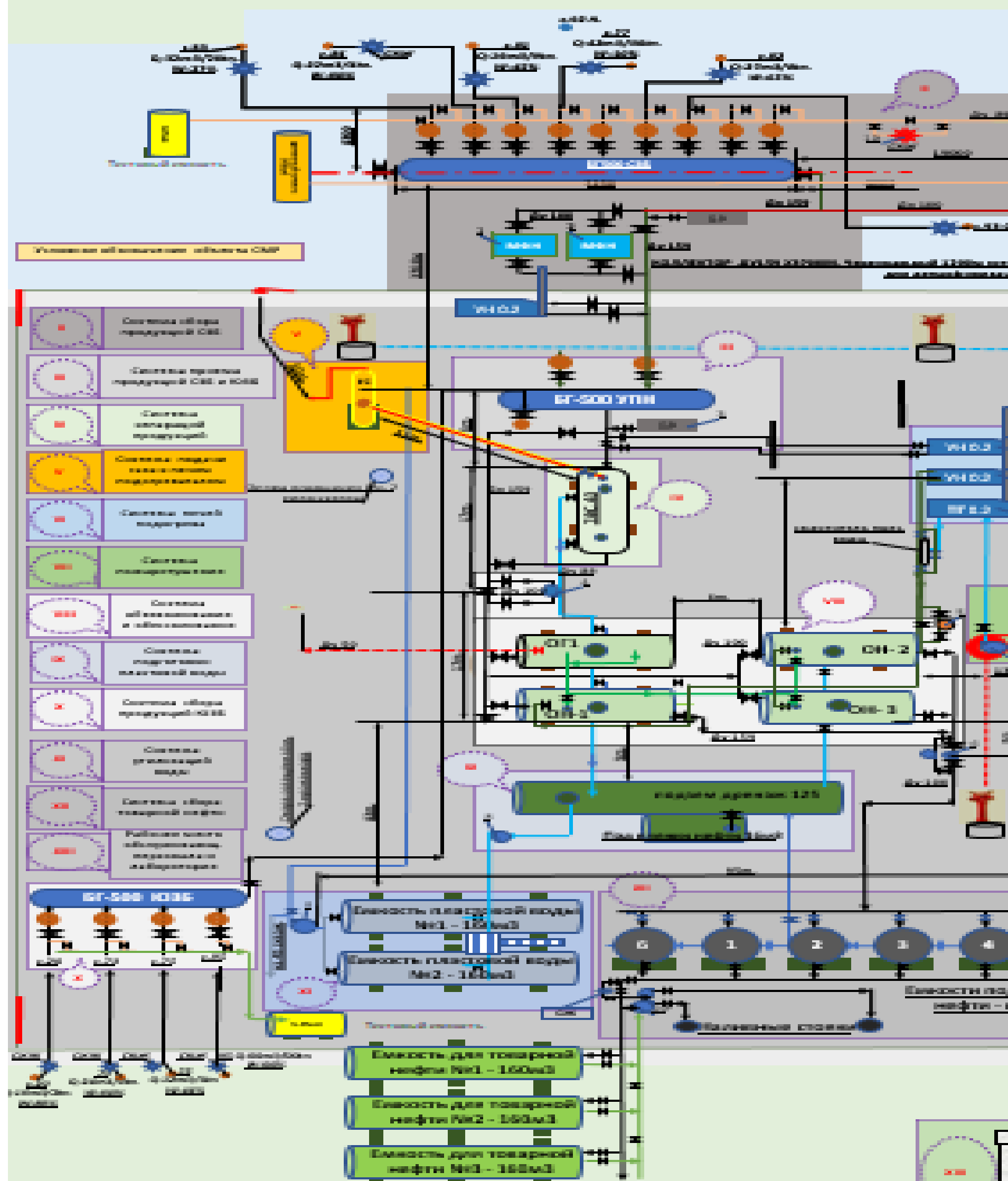
Нефть, имеющая меньший удельный вес отделившаяся от пластовой воды всплывая вверх, поступает нефтесборник и выводится из ОГ1 через выход (В) в отстойники нефти (ОН-1, ОН-2 и ОН-3) по очередном их заполнении и с добавлением воды в смесителе воды. Вода для обессоливания подается на смеситель из пожарной емкости с помощью центробежного насоса.

В отстойниках нефти ОН-1, ОН-2 и ОН-3 по мере их поочередного заполнения происходит окончательное отделение нефти от остаточной пластовой воды с обессоливанием нефти, которая осуществляется с применением отдельного подогревателя УН-0,2 для рециркуляций с помощью центробежного насоса. После отстоя и слива воды отбирается из отстойника проба нефти для анализа. При положительном результате лабораторного хим. анализа товарная нефть транспортируется с помощью центробежного насоса в накопительные емкости №6, 7, 8, 9 для окончательного отстоя. Далее после необходимого времени отстоя с дополнительным сбросом воды и окончательного химического лабораторного анализа загружается насосами в автоцистерны для сдачи покупателям.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м3, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м3. (ЕППН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НБ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательные скважины ЮЗК И СЗК.

Специальная служба безопасности системы «Борис» не устанавливает подloads подполковника на ие. "И



УЧЕБНОЕ ОБЩЕПОПУЛЯРНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

1. Основной Мультифазный винтовой насос SP-H-63-83.S.(Q-15m³/ч, P-20Bar, n-1500ob./час, N-1.5кВт.)
2. Резервный Мультифазный винтовой насос SP-H-63-83.S.01.
3. Двухфазный насос для деаэрации, HSD 0.4/63 x 1-88 VULDO(Q-8,4m³/ч, P-63Bar, N-0,2кВт.)
4. Технологический насос ЦНСант-13-70 (Q-13m³/ч, P-6Bar, H-70м, n-3000ob./час, N-1.5кВт.)
5. Технологический насос ЦНСант-13,
6. Технологический насос ЦНСант-13,
7. Пожарный насос ИМ-80-50-200 (Q-50m³/ч, P-66Bar, n-3000ob./час, N-1.5кВт.)
8. Насос НБ-125 для пластиковой воды, (1.5кВт)
9. Насос НБ-125 для пластиковой воды, (1.5кВт)
10. Насосы для перекачки пожарной нефти FOD H130 500-10-65m³/ч, H-15м, n-1500ob./час, N-7кВт)

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Попутный газ на месторождении Кемерколь используется на собственные технологические нужды, в качестве топлива для печи подогрева нефти. Недропользователем на месторождении разработана рабочая программа, в которой оценена текущая потребность предприятия в объемах попутного газа на собственные нужды.

Основными источниками потребления сырого газа на месторождении являются:

1. Печь УН-02 №1;
2. Печь УН-02 №2;
3. Печь ППТ-02 основная;
4. Печь ППТ-02 резерв;
5. Котел Ферроли NC-400;
6. Котел Ферроли NC-140.

После утверждения в ЦКРиР МЭ РК рекомендуется составить уточненный проект по Программе переработки сырого газа.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

По рекомендуемому варианту система ППД включает в себя закачку воды. Для ППД на месторождении Кемерколь используется попутно-добываемая пластовая вода самого месторождения.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м³, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м³. (ЕППН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НБ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательную скважину 45н.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям СТ РК 1662-2007

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что она не должна химически взаимодействовать с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20 %, период с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Содержание механических примесей и нефтепродуктов является определяющей

нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторских свойств породы.

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено в закачиваемой воде не более 90 % частиц размером менее 2 мкм.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами. Согласно «Единым Правилам по рациональному и комплексному использованию недр» необходимо проводить контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и выполнять химические анализы закачиваемой воды. Анализ закачиваемой воды на содержание количества механических примесей и нефтепродуктов должен осуществляться ежедневно (по пробам с БКНС в случае наличия и с нагнетательных скважин).

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

После утверждения и согласно проектному документу (1), на месторождении Кемерколь пробурены новые скважины.

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения эксплуатационных скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в отложениях триаса на месторождении Кемерколь рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин.

Для скважин предлагается следующая конструкция:

Направление Ø329,3мм х 50 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø244,5мм х 250 м устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм х 1500 +250м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендованная конструкция проектных скважин представлена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1-Рекомендованная проектная конструкция вертикальных скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	393,7	329,3	50	устье
Кондуктор	295,3	244,5	250	устье
Эксплуатационная колонна*	215,9	168,3	1500	устье
Примечание: * - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Требования к производству буровых работ

Выбор буровой установки должна производиться в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендовалось производить с буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной (бурильной) колонны и ведения аварийных работ: допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее 40 %.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ и защиты окружающей природной среды.

Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендовалось проводить следующий комплекс мероприятий:

- ✓ обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- ✓ применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки,

понижители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;

- ✓ использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;
- ✓ обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- ✓ использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- ✓ применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

В таблице 7.1.2 представлены рекомендации по цементированию обсадных колонн.

Таблица 7.1.2-Рекомендованные параметры по цементированию обсадных колонн

Наименование показателей	Кондуктор 339,7 мм x 50 м	Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1500 м	
		I порция	II порция
Высота подъема цемента	до устья	до устья	на 100-150 м выше кровли продуктивных горизонтов
Тип цемента	ПЦТ I-CC-50	ПЦТ I-CC-100 или класс G (HSR)	
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,82-1,85	1,50-1,55	1,89-1,90
Добавки	ускоритель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода	техническая вода, ПАВ, буферный материал	

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии продуктивных пластов

Требования к буровым растворам были разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации по месторождению Кемерколь.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- осыпи и обвалы стенок скважины;

- *нефтеводопроявления;*
- *прихватоопасность;*
- *кавернообразования.*

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями альба, апта и неокома, в разрезе которых содержится более 30 % глин, где высокая кавернозность, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (10-30 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей, велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей, за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов рекомендовалось производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- ✓ *низкое содержание в них твердой фазы;*
- ✓ *используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);*
- ✓ *для наибольшего сохранения коллекторских характеристик (пористость и проницаемость) продуктивного пласта и недопущения закупорки его, в качестве утяжелителя (при необходимости) бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты,*
- ✓ *в случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.*

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) рекомендовалось прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 1,5-2,0 куб.м.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусматривалось трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов рекомендовалось использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания

скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол рекомендовалось загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, рекомендовалось вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

После оборудования устья скважины колонной головкой и крестовиной фонтанной арматуры рекомендовалось спустить насосно-компрессорные трубы (НКТ) со скрепером и щеткой с проработкой, и промывкой до забоя. На забое промыть скважину технической водой до выхода чистой воды. Доливая техническую воду, поднять НКТ со скрепером и щеткой. Установить фонтанную арматуру. Опрессовать эксплуатационную колонну и фонтанную арматуру.

Перфорацию продуктивного горизонта рекомендовалось производить спуском перфораторов на НКТ. Для этого спустить НКТ с перфоратором и с пакером. В процессе спуска рекомендуется заполнять НКТ технической водой до конечного уровня, при котором перепад между пластовым и гидростатическим давлением технической воды на забой будет равен трехкратному перепаду давления между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением в процессе бурения в интервале перфорации. «Посадить» НКТ на пакер, установить фонтанную арматуру. Опрессовать пакер через затрубное пространство. Соединить фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и опрессовать все соединения. В штуцерной камере рекомендуется установить штуцер необходимого диаметра. Открыть центральные задвижки и сбросить штангу для инициирования кумулятивных зарядов в интервале перфорации. Наблюдать за характером проявления скважины.

В случае фонтанирования рекомендовалось отработать скважину для очистки призабойной зоны пласта от твердой фазы и фильтрата бурового раствора. После получения притока пластового флюида рекомендовалось исследовать скважину на 3-х режимах с замерами забойного давления и температуры и регистрацией устьевых давлений. На каждом режиме рекомендовалось производить не менее 3-х замеров, причем два из них должны совпадать. При несовпадении двух замеров, рекомендовалось продолжить исследование до совпадения 2-х замеров. После исследования на режимах спустить в скважину глубинный манометр, закрыть скважину и записать кривую восстановления пластового давления (КВД).

В случае слабого притока рекомендовалось стимулировать скважину свабированием. Если в результате свабирования будет наблюдаться увеличение притока, то рекомендовалось проведение соляно-кислотной обработки (СКО) для

интенсификации притока.

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эффективность контроля за процессом разработки месторождения зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д.

В рекомендуемом варианте разработки, предусматривается эксплуатация месторождения существующими скважинами, с дополнительным бурением добывающих скважин.

На проектируемый период, весь действующий фонд скважин будет эксплуатироваться механизированным способом добычи.

Учитывая вышеизложенное, в рамках настоящего проектного документа представлен рекомендуемый комплекс исследований (таблица 9.1.1).

9.1 Гидродинамические исследования

Ввиду механизированной добычи, в скважинах замеряются статические и динамические уровни, по которым определяются расчетные пластовые и забойные давления. Как показал анализ представленных данных по результатам технологических режимов, на скважинах значения как пластовых, так и забойных давлений остаются стабильными в динамике за последние годы. По всем скважинам и объектам не может быть, чтобы давления оставались статичными при различных режимах работы залежей и, скорее всего, карточки исследования ведутся не корректно и недропользователю необходимо уделить особое внимание проводимым исследованиям по контролю за энергетическим состоянием объектов.

Вышеотмеченные ГДИС проводятся разовые, при остановке/вводе в эксплуатацию скважин, далее – по мере необходимости.

Периодичность исследований по замерам забойных давлений (динамических уровней) – раз в квартал, пластовых давлений (статических уровней) – раз в полугодие.

По всем действующим скважинам рекомендуется провести тестовые замеры промысловых газовых факторов, далее – с периодичностью не менее одного раза в год.

Перед вводом в эксплуатацию переводимых из добывающего фонда нагнетательных скважин, рекомендуется провести режимные исследования по определению приемистости пластов.

Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследований на период промышленной разработки

Виды исследований	Периодичность
1	2
1. Геофизические исследования	
Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов RCI / MDT	По мере необходимости
Геофизические исследования в колонне:	Разовые исследования в переходящих скважинах.
- уточнение выбора объекта и привязка к разрезу методами ЛМ (CCL), ГК (GR), ИНК (PNL), ТМ (TEMP);	В процессе эксплуатации – по мере необходимости
- контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагомерия, барометрия, резистивиметрия	В процессе эксплуатации – по мере необходимости
Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	В процессе эксплуатации – по мере необходимости. Во всех скважинах после проведения дострела и перестрела интервалов перфорации
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды	
Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в два года
Отбор и исследование устьевых проб нефти и газа	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
Отбор и исследование проб пластовой воды	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
Определение источников обводнения	Замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения: по безводным скважинам - ежемесячно; по обводняющимся скважинам - ежемесячно.
3. Гидродинамические исследования	
Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Еженедельно по всем скважинам
Определение обводненности добываемой продукции	По скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее одного раза в месяц
Определение газового фактора	Разовые тестовые замеры по всем действующим скважинам, далее – раз в год. По объекту разработки III – по всем действующим скважинам с периодичностью раз в месяц.
Определение пластового давления (статического уровня) и температуры	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в полугодие
Определение забойного давления (динамического уровня)	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в квартал
Проведение ГДИ МУО	Разовые исследования при остановке/вводе в эксплуатацию скважин на тот или иной объект, в соответствии с таблицей 3.4.4 запланированных ГТМ. По переходящему фонду скважин – по мере необходимости.
Проведение ГДИ КВД	Разовые исследования при остановке/вводе в эксплуатацию скважин на тот или иной объект. По переходящему фонду скважин – по мере необходимости.
Проведение режимных исследований по определению приемистости нагнетательных скважин	Разовые исследования во всех нагнетательных скважинах перед вводом в эксплуатацию

9.2 Контроль за физико-химическими свойствами пластовых флюидов

Цель исследований нефти, нефтяного газа и пластовой воды состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые в пределах продуктивных горизонтов месторождения могут изменяться.

По отобранным пробам необходимо выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Также рекомендуется продолжение исследования физико-химических свойств и состава поверхностных проб нефти, выделившегося из нефти при дегазации попутного газа и добываемой воды.

Свойства нефти в поверхностных условиях рекомендуется изучать по разгазированным глубинным пробам нефти, а также отбором устьевых проб нефти. Периодичность исследований устьевых проб нефти – раз в год.

Ввиду высокой обводненности добываемой продукции, контроль за свойствами и состоянием необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

1. физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры – 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. микробиологический анализ – определение количества сульфато-восстанавливающих бактерий (СВВ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод с периодичностью 1 раз в год при наличии воды в добывающих скважинах.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти, нефтяного газа и пластовой воды, требующихся для проектирования разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой

комплекс исследований, в который входят:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) 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, в которую входят следующие параметры – плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;
- остановка скважины на восстановление пластового давления;
- замер пластового давления и пластовой температуры;
- пуск скважины на минимальном режиме;
- отбор не менее трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

9.3 Геофизические исследования

Исследования в эксплуатационной колонне

В период промышленной разработки месторождения, основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) за разработкой являются: изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов; изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль за текущим положением водонефтяного контакта; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления. В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую (РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В соответствии с «Едиными правилами...» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважин, изменений состава добываемого флюида.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходометрию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На дату составления настоящего отчета на месторождении Кемерколь пробурены 35 скважины.

В 2024 году выполнено «Анализ разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 01.09.2024 г.». (ЦКРР РК № 57/16 от 21-22.11.2024г).

После АР-2024г на месторождении Кемерколь проведены нижеследующие работы:

- изучены свойства нефти по 23 поверхностным пробам, отобранных из 17 скважин, в пластовых условиях по 8 пробам, отобранных из 8 скважин;
 - компонентный состав выделившегося газа изучены по 7 лабораторным анализам, отобранных из 7 скважин;
 - отобраны устьевые пробы газа по 27 пробам из 12 скважин;
 - исследование пластовой воды проведено по 17 пробам, отобранных из 16 скважин;
 - в скважине оц-107 проведено испытание: в интервале 1109–1115 м, где получен приток нефти дебитом 6,7 м³/сут; в интервале 1367–1370 м, приток не получен; в интервале 1380,1–1383,8 м, где получен приток нефти дебитом 0,8 м³/сут;
 - в скважине 62 проведено испытание горизонта J₃-1 в интервале 367,5–370 м. В результате испытания получен приток воды дебитом 6,7 м³/сут;
 - отбор керна выполнен в скважинах R-106 и оц-107. К настоящему времени на месторождении Кемерколь отобрано 1183,95 м керна (вынос керна 660,75м составил 55,81% от проходки) из 28 скважин;
 - по результатам пробуренных скважин R-103, R-104, R-105, R-106, оц-107 недропользователем начато переинтерпретация сейсмических данных с целью уточнения геологического строения продуктивных горизонтов;
- При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендуется:
- произвести отборы проб флюидов в пластовых и поверхностных условиях по горизонту T₂-IV северо-западном крыле;
 - по результатам дополнительно пробуренной скважины R-104 на Северо-Западном крыле в горизонте T₂-III блок IV выделяется новая нефтяная залежь, доказанная результатами опробования и отбором поверхностных проб нефти, в дальнейшем необходимо пересчитать запасы по данному горизонту;
 - продолжить отборы проб флюидов в пластовых и поверхностных условиях дифференцированно по горизонтам/блокам для уточнения физико-химических свойств, также продолжить гидродинамические исследования скважин.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В рамках действующего проектного документа на промышленную разработку месторождения, в качестве опытно-промышленных испытаний новых технологий и технических решений были рассмотрены варианты обработки призабойной зоны скважин (ПЗС) ОПИ нагревателя промысловых систем «ТЕРМ». «Терм-1» предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных, искривленных, наклонно-направленных (до 600С) профилем скважин и пластов с высоковязкой нефтью.

Устройство размещается непосредственно в скважине, напротив прослойки нефти. Это в зависимости от конкретных требований может способствовать подъему и снижению уровня нефти. Регулирует работу скважинных нагревателей станция управления. По сигналам датчика температуры контроллер станции управляет нагревом. Он имеет аналоговые и дискретные входы для контроля температуры нагревателя, входного тока и напряжения.

Комплект оборудования "Терм" позволяет вести тепловую обработку скважин в непрерывном и циклическом режимах. Как показали испытания, при использовании прогрева добывающих скважин с высокой вязкостью наблюдается прирост дебита скважин.

В качестве опытного участка выбрана скважина 9БИС, на IV объекте ОПИ на данной скважине не проведен.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья, на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты по рекультивации земли.

13.2. Объемы и этапы ликвидационных работ

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

13.2 Объемы и этапы ликвидационных работ

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на

прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

13.3. Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ по ликвидации скважин на которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях предусматривает следующие:

Таблица 13.3.1- Организация работ по ликвидации скважин

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	Стоим ость, в тысяч тенге	Обща я стоимость, в тысяч тенге
1	2	3	4	5	6
1	Мобилизация и демобилизация агрегата на 80км	комп	1	800	*
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата грузоподъемностью	комп	1	242	*
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	9	444	3996
4	Амортизация оборудования	сутки	9	85	765
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	9	43	387
6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер	*	*	*
	Материалы:				
7	Цемент класса "G"	тн.	11,4	25	285
8	Ингибитор коррозии	литр	0,17	0,25	0,0425
9	Ингибитор H2S	25 кг.	0,06	6	0,36
10	Кислород	шт	50	7	350
11	Пропан	шт	30	10	300
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				6083,4

Таблица 13.3.2 – Вспомогательная техника

Наименование техники	Кол-во	Стоимость, в час	Количество часов	Всего в тенге
1	2	3	4	5
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1	15 000	7,5	112 500
Цементосмесительная машина, СМН	1	15 000	7,5	112 500
Автокран	1	10 000	7,5	75 000
Автомашина "Камаз"	3	10 000	7,5	225 000
Автобус	1	10 000	7,5	75 000
Трактор	1	10 000	7,5	75 000
Итого				675 000

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения - 28 скважин.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$28 \text{ скважин} * 8\,011\,743 \text{ тенге} = 224\,328\,804 \text{ тенге}$$

Таблица 13.3.3 - Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Ликвидация скважин	тенге	6083402,5
2	Работа спецтехники и вывоз наземного и подземного оборудования	тенге	675000
3	Экологические платежи	тенге	525 000
	ИТОГО	тенге	7 283 403
4	Прочие расходы, 10%	тенге	728340,25
	Итого на скважину	тенге	8 011 743

13.4. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Стоимость ликвидации наземного обустройства промысла оценена в размере **370261,8**

тыс. тенге. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства месторождении приведена в таблице 13.4.1

Таблица 13.4.1. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства на месторождении

Сметный расчет стоимости строительства в сумме

370261,8

тыс.тнг.

СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

"Ликвидация месторождения Кемерколь"

(наименование стройки)

№ п/п	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
			Строительно -монтажных работ	Оборудования , мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7

Глава 1. Затраты на подготовительные работы по территории строительства

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 2. Основные объекты строительства

1	Э2000	Демонтаж установки подготовки нефти (УПН)	57884,6	--	--	57884,6
0	Э2040	Демонтаж замерных установок (ЗУ)	78452,9	--	--	78452,9
3	Э2060	Демонтаж трубопроводов системы нефтесбора	80363,2	--	--	80363,2
4	Э2070	Демонтаж оборудования подтоварной воды и трубопровода воды	93154,2	--	--	93154,2
5	Э2010	Демонтаж Наливной терминал	18247,1	--	--	18247,1
		Всего по главе	328102	--	--	328102

Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 4. Объекты энергетического хозяйства

6	Э2150	Демонтаж сетей электроснабжения	42159,8	--	--	42159,8
		Всего по главе	42159,8	--	--	42159,8

Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 7. Благоустройство и озеленение территории						
7	Э2160	Рекультивация нарушенных земель при обустройстве месторождения	28461,5	--	--	28461,5
		Всего по главе	28461,5	--	--	28461,5
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	370261,8	--	--	370261,8

Глава 9. Прочие работы и затраты						
		Всего по главе	--	--	--	--
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9				
8	ГН ОССС	Непредвиденные работы и затраты-0%	--	--	--	--
		ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ				
9	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость - 0 %	--	--	--	--
		ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ	370261,8	--	--	370261,8

13.5. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;
- норматив на производство земельных работ составляет 12 560 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20м*20м*0,3м = 120 м^3$$

Объем рекультивации на 8 скважин:

$$120м^3*28 скважин=3360 м^3$$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$$3360 м^3*12 560 тенге= 42201600 тенге$$

13.6 Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 40 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 1189,46 тонн, согласно таблицы 13.6.1-13.6.5

В таблице 13.6,1 представлены характеристика используемых насосно-компрессорных труб (НКТ)

Таблица 13.6.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Интервал		Характеристика трубы					Масса <
----------	--	----------------------	--	--	--	--	--

На месторождении эксплуатация скважин производится станками-качалками типа СКД 6-2,5-2800, На устье эксплуатационных скважин установлена фонтанная арматура типа АФК1-65/65х21

Техническая характеристика станков-качалок представлена ниже в таблице 13.6.2

Таблица 13.6.2 – Техническая характеристика станков-качалок типа СКД 6-2,5-2800

Тип	Номинальная нагрузка на точке подвеса, kN	Длина хода, m	Частота, rpm	Масса, кг
СКД 6-2,5-2800	50	1.8/1.5/1.2	6/9/12	3550

Таблица 13.6.3 – Техническая характеристика АФК1-65/65х21

Типоразмер, шифр или название устанавливаемого оборудования и ПВО	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
		единицы	суммарная
АФК1-65/65х21	21,0	1,3	1,3

В таблице 13.6.4. приведены ориентировочные характеристики нефтепромыслового оборудования

Таблица 13.6.4 – Техническая характеристика нефтепромыслового оборудования

Наименование	Единица измерения	Количество	Масса	Общий вес, тонна
Резервуары пластовой воды W-01 и W-02	т	2	4	8
Блок реагента	т	1	3	3
НГС	т	1	10	10
Отстойник нефти ОГ-01	т	1	19	19
Отстойники нефти ОН-01/02/03	т	3	19	57
Подогреватели нефти Н-102 и Н-103	т	2	3,8	7,6
Дренажные емкости Е-101 и Е-102	т	2	17	34
ШГН	кг	365	72	26,28
Трубопроводы диаметром 76мм	кг/м	34,3	5,42	185,906
Трубопроводы диаметром 114мм	кг/м	16,1	14,2	228,62
Трубопроводы диаметром 159мм	кг/м	2,5	30,1	75,25
Итого				654,656

Таблица 13.6.5 Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Количество, шт	Общий вес металлолома, тонна
НКТ	14,25	28	399
Фонтанная арматура	1,3	28	36,4
Станок качалка	3,55	28	99,4
Прочее оборудование	654,656		654,656
Всего			1189,46

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$40\,000 \text{ тенге} * 1189,46 \text{ тонн} = 47578240 \text{ тенге}$$

13.7. Стоимость ликвидации месторождения

В соответствии Нормативно-технический документ по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам стоимость ликвидации месторождения рассчитывается по формуле 1:

$$\text{Слм} = \text{Слс} + \text{Слно} + \text{Срез} + \text{Сэп} - \text{Дл} \quad (1)$$

где,

Сл», — Стоимость ликвидации месторождения;

Слс — Затраты на ликвидацию скважин;

Слно — Затраты на демонтаж объектов наземного обустройства месторождения;
срз — Затраты на техническую рекультивацию нарушенных при разработке месторождения земель;

Сэп — Платы за негативное воздействие на окружающую среду: за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сбросы загрязняющих веществ, образующиеся в процессе демонтажных работ, а также платежи за захоронение отходов и размещение серы в открытом виде на серных картах;

Дл — Доход при проведении ликвидационных работ.

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на месторождения представлен в таблице 13.7.1

Таблица 13.7.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	224328,804
Рекультивация земли	тыс. тнг.	42201,6
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс. тнг.	370261,8
Платы за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. тнг.	1082,5
Итого	тыс. тнг.	637874,7507
НДС 16%	тыс. тнг.	102059,9601
Всего стоимость затрат по ликвидации последствий разведки углеводородов, с учетом НДС	тыс. тнг.	739934,7109
Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на 01.05.2026г.	тыс. тнг.	116328,2
Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс. тнг.	47578,24
Отчисления, подлежащие выплате	тыс. тнг.	576028,27
Накопленная добыча нефти за расчетный период до окончания разработки	тыс. тонн	382,40
Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тыс. тенге	1506,35

В таблице 13.7.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» разработки месторождения

**Таблица 13.7.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд
на месторождения по годам**

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тг/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2026	11,6	1506,350081	17473,66094
2027	16,0	1506,350081	24101,6013
2028	19,1	1506,350081	28771,28655
2029	20,6	1506,350081	31030,81167
2030	22,6	1506,350081	34043,51183
2031	20,3	1506,350081	30578,90664
2032	18,4	1506,350081	27716,84149
2033	16,8	1506,350081	25306,68136
2034	15,3	1506,350081	23047,15624
2035	13,8	1506,350081	20787,63112
2036	12,6	1506,350081	18980,01102
2037	11,5	1506,350081	17323,02593
2038	10,6	1506,350081	15967,31086
2039	9,8	1506,350081	14762,23079
2040	9,2	1506,350081	13858,42075
2041	8,6	1506,350081	12954,6107
2042	8,4	1506,350081	12653,34068
2043	8,5	1506,350081	12803,97569
2044	7,8	1506,350081	11749,53063
2045	7,5	1506,350081	11297,62561
2046	7,1	1506,350081	10695,08558
2047	6,8	1506,350081	10243,18055
2048	6,2	1506,350081	9339,370502
2049	5,6	1506,350081	8435,560454
2050	5,4	1506,350081	8134,290437
2051	5,2	1506,350081	7833,020421
2052	5,0	1506,350081	7531,750405
2053	4,9	1506,350081	7381,115397
2054	4,7	1506,350081	7079,845381
2055	4,5	1506,350081	6778,575365
2056	4,4	1506,350081	6627,940356
2057	4,2	1506,350081	6326,67034
2058	4,1	1506,350081	6176,035332
2059	4,0	1506,350081	6025,400324

2060	3,8	1506,350081	5724,130308
2061	3,7	1506,350081	5573,4953
2062	3,6	1506,350081	5422,860292
2063	3,5	1506,350081	5272,225284
2064	3,4	1506,350081	5121,590275
2065	3,3	1506,350081	4970,955267
2066	3,1	1506,350081	4669,685251
2067	3,0	1506,350081	4519,050243
2068	2,9	1506,350081	4368,415235
2069	2,9	1506,350081	4368,415235
2070	2,8	1506,350081	4217,780227
2071	2,7	1506,350081	4067,145219
2072	2,6	1506,350081	3916,510211

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.06.2018 г
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» от 15 июня 2018 года № 239.
3. Акчулаков У.А. и др. Проект пробной эксплуатации месторождения Кемерколь, г.Алматы, ТОО «АкАй Консалтинг», 2007 г.
4. Акчулаков У.А. и др. Отчет о результатах переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах Контрактной территории ТОО «Victoria Energy Central Asia», г.Алматы, ТОО «Центр Консалтинг», 2010 г.
5. Тлекбаева Л.Н. Проект «Дополнение к проекту оценочных работ на месторождении Кемерколь», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2016 г.
6. Матлошинский Н. и др. Отчет «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, интегрированная с результатами седиментологического анализа и скважинными данными для уточнения потенциала установленных залежей и определения перспектив для прироста запасов и ресурсов УВС месторождения Кемерколь», г.Алматы, ТОО «Reservoir Evaluation Services», 2016 г.
7. Джарилгасинов А. и др. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации работ на месторождении Кемерколь», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2016 г.
8. Тлекбаева Л.Н. Проект «Дополнение №2 к проекту оценочных работ на месторождении Кемерколь», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2017 г.
9. Турмагамбет Л.И. и др. Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.04.2018г», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2018 г.
10. Тлекбаева Л.Н. и др. «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2018 г.
11. Турмагамбет Л.И. и др. Отчет Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.07.2022 г», г.Атырау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2022 г.
12. Сериков Н. и др. «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 02.01.2023 г.». г Алматы, ТОО «Смарт Инжиниринг», 2023г.

