

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«PANGEA ENGINEERING»

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ» («КазНИГРИ»)

Государственная лицензия №23002295 от 25.01.2023г



ПРОЕКТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАГАН ЮЖНЫЙ

Договор №РЕ-2025-21 от 23.08.2025г

Директор,
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по проектно-
функциональному обеспечению:



Р.А. Юсубалиев

Б.Р. Туленбаева

г. Атырау. 2026 г.

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

Рев. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	текст	Для представления Заказчику	
	текст	Для представления ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для рассмотрения и согласования ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для сдачи Заказчику	
	текст	Для сдачи в архив	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель работы, Заместитель директора по проектной деятельности _____ Туленбаева Б.Р.	(Общее руководство)
Ответственный исполнитель по геологии, Ведущий инженер отдела подсчета запасов и моделирования месторождений _____ Накесова К.К.	(главы 2, 11; граф. приложения)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер отдела проектирования и анализа разработки _____ Зиноллаева М.Б.	(Реферат; Введение; Главы 1, 3, 4, 8, 9, 12; граф. приложения)
Директор департамента геологии и моделирования, к.г.-м.н. _____ Шестоперова Л.В.	(главы 2, 11)
Исполнитель по петрофизике, Инженер отдела геофизики и петрофизики _____ Зияпеденова Г.Б.	(разделы 2.2, 2.4)
Исполнитель по технологии и технике добычи, Инженер отдела проектирования обустройства, технологии добычи, сбора и транспортировки УВС _____ Амиржанова А.Б.	(глава 6)
Исполнитель по бурению, Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ _____ Исламов Х.М.	(глава 7)
Исполнитель по экологии, Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды _____ Калемова Ж.Ж.	(глава 10)
Исполнитель по экономике, Экономист административно-хозяйственного отдела _____ Беркингалиева Д.С.	(главы 4, 5, 13)

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЯ ГЛАВ И РАЗДЕЛОВ	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	9
	ВВЕДЕНИЕ	10
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
2.	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	14
2.1	Характеристика геологического строения месторождения	14
2.1.1	<i>Краткая литолого-стратиграфическая характеристика</i>	14
2.1.2	<i>Тектоника</i>	24
2.1.3	<i>Нефтеносность</i>	29
2.2	Физико-химическая свойства нефти и воды	42
2.2.1	<i>Свойства нефти в пластовых условиях</i>	42
2.2.2	<i>Физические свойства и химический состав подземных вод</i>	45
2.3	Запасы нефти	49
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	56
3.1	Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	56
3.2	Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации	57
3.3	Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин	62
3.3.1	<i>Методика и результаты опробования скважин</i>	64
3.3.2	<i>Оценка начальных термобарических условий залегания пластов</i>	67
3.4	Характеристика структуры пробуренного фонда скважин	67
3.5	Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	70
3.6	Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	72
3.7	Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин	72
3.8	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	72
3.9	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	73
4.	ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	75
4.1	Программа режимных исследований в период пробной эксплуатации	76
5.	ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ	104
5.1	Цели и направления исследовательских работ	104
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	106
6.1	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	106
6.1.1	<i>Условия фонтанирования скважин</i>	106
6.1.2	<i>Обоснование выбора способа эксплуатации скважин</i>	108
6.1.3	<i>Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин</i>	108
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	113
6.2.1	<i>Мероприятия по борьбе с пескопроявлениями</i>	118
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	118
6.3.1	<i>Основные требования к системе промыслового обустройства</i>	118
6.3.2	<i>Система внутривпромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции</i>	119

№.№ п/п	НАИМЕНОВАНИЯ ГЛАВ И РАЗДЕЛОВ	Стр.
1	2	3
7.	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	120
7.1	Требования и рекомендации к конструкции скважин и производству буровых работ	120
7.1.1	Конструкции проектных скважин	120
7.1.2	<i>Требования к технологии и качеству цементирования скважин</i>	121
7.1.3	<i>Требования к производству буровых работ</i>	122
7.2	Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин	123
8.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	124
9	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	126
9.1	Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	126
9.1.1	<i>Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ</i>	127
9.2	Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	128
9.3	Мероприятия по охране растительного и животного мира	129
9.4	Мероприятия по охране почвенного покрова	130
9.5	Мероприятия по охране недр	131
9.6	Радиационная безопасность	132
9.7	Ликвидация аварийных ситуаций	134
10.	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	138
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	139
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	141

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1.	2.1.1	Стратиграфические разбивки по скважинам	23
2.	2.1.2	Обоснование контактов УВС	39
3.	2.2.1	Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.12.2025 г.	44
4.	2.2.2	Химический состав и физические свойства подземных вод	48
5.	2.3.1	Подсчет запасов нефти месторождения Таган Южный по состоянию изученности на 01.12.2025г.	50
6.	3.4.1	Характеристика фонда скважин	68
7.	3.4.2	Техническое состояние скважин	69
8.	3.5.1	Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов	71
9.	3.6.1	График бурения, освоения и ввода скважин в пробную эксплуатацию	72
10.	4.1.1	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине №103	77
11.	4.1.2	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине №104	81
12.	4.1.3	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-1	84
13.	4.1.4	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-2	87
14.	4.1.5	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-3	90
15.	4.1.6	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-4	93
16.	4.1.7	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-5	96
17.	4.1.8	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-6	98
18.	4.1.9	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-8	99
19.	4.1.10	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине №109	100
20.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по месторождению	103
21.	4.1.12	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению	103
22.	5.1.1	Минимальный рекомендуемый комплекс исследований в период пробной эксплуатации	104
23.	7.1.1	Конструкция скважин	120
24.	10.1	Ожидаемые затраты на период пробной эксплуатации месторождения Таган Южный (без учета НДС)	138
25.	11.1	Расчет затрат ликвидации ствола скважин месторождения Таган Южный	140
26.	11.2	Расчет ежегодных ликвидационных отчислений	140
27.			
28.			
29.			
30.			
31.			
32.			
33.			
34.			

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1.	1.1	Обзорная карта	13
2.	2.1.1	Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса Прикаспийской впадины	24
3.	3.2.1	Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса Прикаспийской впадины	58
4.	6.2.1		116
5.	6.2.2		116
6.	6.2.3		117
7.			
8.			
9.			
10.			
11.			
12.			
13.			
14.			
15.			
16.			
17.			
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.			
27.			
28.			

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Масштаб	Гриф. огранич. доступа

РЕФЕРАТ

Работа содержит 253 страницы, в т.ч. 58 рисунков, 83 таблиц, 14 графических приложений.

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

Цель работы - оценка добычных возможностей продуктивных горизонтов месторождения и получение дополнительной геолого-геофизической информации для составления подсчета запасов и проекта разработки месторождения.

В настоящем проекте приведены сведения о геологическом строении, проанализированы результаты опробования, геолого-геофизических и промысловых исследований разведочной и оценочной скважин.

По результатам опробования скважин выполнено обоснование выделения эксплуатационных объектов и прогнозных показателей добычи нефти, жидкости на период пробной эксплуатации.

На период проведения пробной эксплуатации месторождения разработаны требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, устьевому и внутрискважинному оборудованию, составлена программа комплекса исследовательских работ, включая физико-химические, гидродинамические, промыслово-геофизические, мероприятия по доразведке месторождения, мероприятия по охране недр, окружающей среды и технике безопасности труда.

Область применения - промысел месторождения Таган Южный.

ВВЕДЕНИЕ

ТОО «Pangea Engineering» получило право на пользование недрами для разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Таган Южный в Атырауской области РК согласно Контракту №5262-УВС от 23.08.2023г с Министерством Энергетики РК (Компетентный орган).

В административном отношении контрактная территория относится к Жылойскому району Атырауской области. Площадь Контрактной лицензионной территории располагается в пределах блока XXIV-17-Е (частично), 17-F (частично), который ограничен угловыми точками, имеющими координаты:

47°42'00''с.ш. 54°49'50''в.д.

47°43'20''с.ш. 54°50'5,0''в.д.

47°42'55''с.ш. 54°51'5,0''в.д.

47°42'10''с.ш. 54°50'30''в.д.

Срок действия контракта (период разведки) до 23.08.2026 г.

В 1983-1984гг. сейсмической партией №32/83-84 Центральной ГПЭ в комплексе со структурным бурением проводились сейсмические исследования МОГТ в пределах солянокупольных структур Таган Северный, Тогускенушак, Мырзажар, Алатау Северный, Карамурат. В результате работ составлены геологическая карта, структурные карты по III, V, PT и VI отражающим горизонтам. Также изучено геологическое строение отложений надсолевого комплекса и положение кровли соли.

В 1988-1990гг. с применением невзрывных источников ГСК-6 отработаны (с/п 9/88-90, Ахметкалиева Г.) заполняющие поисковую сеть профиля, в результате чего получены дополнительные данные о строении площади и появилась возможность для подготовки отдельных крыльев структур (в том числе Таган Южный) под глубокое бурение.

В 1989-1991гг. Северо-Эмбинской нефтегазоразведочной экспедицией проведены нефтегазопроисловые буровые работы на площади Таган Южный-Карасай, пробурены 4 глубокие разведочные скважины: Г-1, Г-2, Г-3, Г-4.

В 1992 г. институтом «КазНИГРИ» ПГО «Гурьевнефтегазгеология» выполнен подсчет запасов по состоянию на 01.01.1992г. Запасы утверждены ЦКЗ и поставлены на Государственный баланс РК по категории С₁ и С₂ в объеме: геологические 981 и 552 тыс. т, извлекаемые 397 и 109 тыс. т, соответственно.

С 1992г. по 2004г. месторождение находилось в консервации.

С 2004г право недропользования принадлежало ТОО «Казнефтехим-Копа», которое в 2008г пробурил на месторождении опережающие добывающие скважины №№ 103, 104, 105, 109. Из-за форс-мажорных обстоятельств, большая часть геологических материалов по

месторождению была утеряна. В связи с этим, дальнейшие разведочные работы по оценке данным недропользователем не проводились.

В 2024 г. после перехода права недропользования к ТОО «Pangea Engineering» составлен и утвержден «Проект разведочных работ по оценке месторождения Таган Южный согласно контракта №5262-УВС от 23.08.2023г.» (Протокол № 54/1 от 22.08.2024 г). Проектом было предусмотрено бурение 2 независимых и 2 зависимых оценочных скважин.

В период 2024-2025г.г. выполнены работы по расконсервации ранее пробуренных скважин №№ 103,104,105,109 и пробурены 2 оценочные скважины ТЮ-1 и ТЮ-2. По имеющимся материалам по результатам испытания и интерпретации материалов ГИС подтверждается нефтегазоносность в меловых и юрских отложениях. Также при опробовании скважин доказана продуктивность в триасовых отложениях.

В 2026 г. по результатам разведки месторождения, в том числе опробования и испытания разведочных скважин, а также бурения и расконсервации составлен и защищен «Оперативный подсчет запасов нефти месторождения Таган Южный по состоянию на 01.12.2025 г.», который послужил основанием для настоящей работы. Согласно протоколу ГКЗ РК №2804-26-П от 02.02.2026г. подсчитанные запасы нефти по месторождению составляют:

в пределах горного отвода

по кат. С₁ геол./извл. – 2109/386тыс.т, по кат.С₂ геол./извл. – 4851/589тыс.т;

за пределами горного отвода

по кат. С₁ геол./извл. – 354/66тыс.т, по кат.С₂ геол./извл. – 834/98тыс.т

Целью настоящего проекта пробной эксплуатации является: уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, уточнение добычных возможностей и отработка оптимальных режимов работы скважин, изучение состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, коллекторских свойств, эксплуатационной характеристики пласта, проведение дополнительных исследований необходимых, для выбора технологии разработки, подсчета и экономической оценки запасов нефти, а также составления в дальнейшем Проекта разработки.

В проекте дано обоснование объемов добычи нефти, среднесуточных отборов, рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин, также приведены мероприятия по доразведке месторождения, с целью дальнейшего перевода запасов с категории С₂ на С₁. Составлены мероприятия по контролю за разработкой месторождения, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды.

Выполнение задач пробной эксплуатации и полная реализация программы исследовательских работ в настоящем проекте предусмотрены на период 01.06.2026-31.06.2029гг., и в дальнейшем продление Контракта по части срока разведки в соответствии с утвержденным и получившим положительные заключения, предусмотренных Кодексом и иными законами РК экспертиз, проекта.

Проект составлен на основании технического задания, выданного недропользователем, в соответствии с требованиями Кодекса о недрах и недропользовании РК, «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 29.06.2018г (ЕПРКИН), «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей» МЭ РК от 24.08.2018г (МРППЭН).

Авторы проекта выражают благодарность сотрудникам ТОО «Pangea Engineering» за сотрудничество при выполнении данной работы.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Таган Южный в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в междуречье Сагиз и Эмба. В административном положении относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан в 300 км к востоку от областного центра г. Атырау.

Район работ характеризуется пустынно-степным равнинным рельефом, осложненным отдельными холмами, холмистыми грядами и возвышенностями, разделенными замкнутыми понижениями. Абсолютные отметки местности колеблются в пределах от 45 до 247м.

Гидрографическая сеть в районе работ представлена сетью балок, оврагов, соров и такыров, которые заполняются водой лишь в период снеготаяния. Основной водной артерией района служит река Эмба, протекающая в 50км к юго-востоку от площади работ. Вода в ней пресная во время весеннего паводка, летом по мере высыхания засоляется. Редко встречаются колодцы с пресной водой, но дебит их низкий.

Питьевая вода на участок работ доставлялась автотранспортом со станции Мукур (85км), а техническая – из реки Кайнар, протекающей в 20-25км от площади.

Климат района резко континентальный. Зимы суровые, продолжительностью 3-3,5 месяца. Минимальная температура – 37-43° (январь, февраль), максимальная +41, +43° (июль, август). Среднегодовое количество осадков не превышает 200мм.

Ветры летом преимущественно северо-западного и западного направления, зимой – юго-восточного и северного. Средний снежный покров, образующийся в декабре и январе месяцах, имеют толщину от 10 до 20см, минимальный -3-4см.

Растительность района бедная, представлена травами, типичными для степной местности: терескен, биюрген и кокпек.

В обширных впадинах, где влага после таяния снегов сохраняется дольше, растут черная и белая полынь, ковыль и др.

Животный мир сравнительно небогат. Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, редко джейраны. В большом количестве водятся грызуны – суслики, тушканчики, полевые мыши; из пернатых – орлы-беркуты, степные дрофы, дикие утки, куропатки. Встречаются пресмыкающиеся (утищитомордники, степные гадюки), а также фаланги, скорпионы и каракурты.

В экономическом отношении район сельскохозяйственный. Местное население занимается животноводством. В летнее время кочующие животноводческие фермы встречаются по всей площади. Ближайшими населенными пунктами к площади являются станции Жантерек, Мукур, расположенные, соответственно, на расстоянии 50 и 55км

северо-западу.

Жылойский район в промышленном отношении развит. Ближайшие нефтяные компании АО «Эмбаунайгаз», ТОО «Анако», ТОО «Сагиз Петролеум». В 30 км западнее проходит нефтепровод Атырау-Кенкияк.

Источниками теплоснабжения и электроснабжения являются Кызылкогинское районное управление электрических сетей и Атырауское областное управление.



Рис.1.1-Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения месторождения

2.1.1 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика

В строении надсолевого комплекса месторождения принимают участие осадки от пермского до нижнемелового включительно.

Расчленение вскрытого скважинами разреза проводилось по данным микрофаунистических, литолого-минералогических и палинологических анализов, а также путем сопоставления электрокаротажных диаграмм пробуренных скважин с изученными разрезами структурно-поисковых и глубоких скважин, пробуренных на месторождении Таган Южный.

Палеозойская группа – Рz

Пермская система – Р

Кунгурский ярус. Кунгурский ярус вскрыт скважинами 103, Г-1, Г-2, ТЮ-2. Выделены они путем литолого-минералогического и палинологического анализов.

Отложения кунгурского яруса представлены двумя толщами: нижней – галогенной, верхней – сульфатной. Литологически верхняя толща представлена преимущественно ангидритами, реже гипсами, нижняя толща – солью кристаллической. На электрокаротажных диаграммах отложениям кунгура соответствует высокое сопротивление, однообразная слабодифференциальная кривая ПС, сильно пониженное значение ГК.

По описанию керна скважины 103, отложения сложены солью каменной, кристаллической. По описанию шлама той же скважины, гравийно-песчаные зерна кварца, кремней, известняки светло-серые, серые, ангидриты белые, скрытокристаллические, углеподобный материал черный, блеск стеклянный.

По описанию керна скважины Г-2, наблюдается соль белая, прозрачная, крупнокристаллическая.

По результатам палинологического анализа керна по скважине 103, были обнаружены единичные формы: *Leiotriletes* sp., *Vittatina subsaccata* Samoil.

Возраст отложений – пермь.

Вскрытая толщина отложений варьируется от 71 м (скв.Г-1) до 84 м (скв.103).

Мезозойская группа – Мz

Триасовая система – Т

Отложения триасовой системы вскрыты всеми скважинами. Выделены они путем изучения данных геофизических исследований, керновых и шламовых материалов (палинологические и литолого-минералогические анализы).

По описанию керна 103 скважины, отложения в основном состоят из глин аргиллитоподобные, серые, светло-серые, пепельно-серые, алевроитистые, слюдястые, песчаники от светло-серых до темно-серых, тонко -, мелкозернистые, полимиктовые, плотные, слабосцементированные глинистым цементом. По описанию шлама той же скважины наблюдаются песчаники, пески светло-серые, разномзернистые, кварцевые, с примесью обломков кремней и пирита, рыхлые, карбонатные, алевролиты светло-серые до белых, преимущественно кварцевого состава.

По описанию керна скважины 105, отложения триаса представлены песчаником серым, мелкозернистым, алевроитистым, глинистым, полевошпатово-кварцевым, с глинистым цементом.

По описанию керна 109 скважины, литологический состав отложений включает песчаник светло-серый, мелкозернистый, алевроитистый, глинистый, полевошпатово-кварцевый, слабосцементированный, с карбонатным и глинистым цементом.

По результатам палинологического анализа керна по скважине 103, был получен спорово-пыльцевой спектр, в котором споры (82,8%) преобладают над пыльцой (18,2%). В споровой части спектра многочисленны споры родов *Cingulizonates*, *Leiotriletes*, *Polypodiisporites*, *Toroisporis*. В значительном количестве встречаются *Kyrtomisporites*, *Duplexisporites*, *Osmunda*, *Zebrasporites*. Единичными формами представлены *Punctatisporites*, *Convolutispora* и другие. В пыльцевой части спектра в малом количестве встречены следующие пыльцевые зерна: *Podocarpus* sp., *Alisporites* sp., *Striatites* sp., *Striatopodocarpites* sp., *Quadraeculina limbata* Mal., *Chasmatisporites* sp., *Ginkgocycadophytus* sp., *Classopollis* ? sp. и другие. Возраст – средний-верхний триас.

Толщина триасовых отложений варьируется от 181 м (скв.Г-2) до 187 м (скв.Г-1).

К триасовым отложениям приурочены продуктивные горизонты Т-I, Т-II.

Юрская система – J

На месторождении Таган Южный юрские отложения представлены двумя отделами: нижним и средним. Нижние и среднеюрские отложения представлены терригенными породами. Залегают они несогласно на осадках триаса.

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами.

Выделены они путем изучения данных геофизических исследований, керновых и шламовых материалов (палинологические и литолого-минералогические анализы).

По описанию керна скважины 103, отложения представлены песчаниками серыми и зеленовато-серыми, слюдисто-кварцевыми, мелкозернистыми, на глинистом цементе, глинами темно-серыми до черного цвета, алевроитистыми. По описанию шлама, в составе отложений встречаются пески светло-серые, от мелко – до крупнозернистых, кремнисто-кварцевые, сортировка зерен средняя.

По описанию керна скважины 105, отложения слагают песчаник розовато-серый, мелко-среднезернистый, кварцевый, алевроитисто-серый, пористый, с глинистым цементом.

По описанию керна скважины 109, отложения представлены песчаником светло-серым, мелкозернистым, алевроитистым, глинистым, кварцевым, слабосцементированным, с карбонатно-глинистым цементом.

Палинологические анализы образцов пород определены в скважинах Г-2, 103.

Так, по скважине Г-2, в споровой части встречены *Phlebopteris exornatus* Bolch., *Dictyophylloclites harrisii* Couper, *Matonisporites* sp., *Coniopteris* sp. В пыльцевой части встречены *Paleoconiferus asaccatus* Bolch., *Protoconiferites funarius* Bolch. На основании анализа, возраст отложений датируется как нижняя юра J₁.

Согласно заключению по 103 скважине, в одних спектрах пыльца (82%) преобладает над спорами (18%), в других наблюдаются обратные соотношения: споры (73%) преобладают над пылью (27%). В споровой части спектров значительное место занимают споры рода *Cyathidites*. Многочисленны споры *Leiotriletes* sp., *Osmunda* sp., *Lycopodium* sp. в составе спор в малых количествах встречены *Klukisporites variegatus* Couper, *Duplexisporites anagrammensis* (K.-M.) Sem., *Obtusisporites corniger* (Bolch.) Poc., *Aletes limbatus* Iljina, *Neoraistrickia rotundiformis* (K.-M.) Sem., *Camptotriletes cerebriformis* Naum., *Tripartina variabilis* Mal., *Converrucosisporites disparituberculatus* Vin., *Densoisporites crassus* Tralau и др.

В пыльцевой части комплекса многочисленны представители *Ginkgo-cycadophytus* sp., а также представители семейства *Pinaceae* с небольшим участием пыльцы *Cupressaceae*, *Araucaria* sp., *Podozamites* sp., *Classopollis* sp. и др. в комплексе встречена пыльца *Eucommiidites troedssonii* Erdtm.

Возраст отложений – нижняя юра, тоар-аален.

Толщина отложений варьируется от 41 м (скв.ТЮ-2) до 78 м (скв.104).

К нижнеюрским отложениям приурочен продуктивный горизонт J₁-I.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские породы вскрыты всеми скважинами.

Возраст среднеюрских отложений установлен, в основном, по каротажу, по керновому и шламовому материалам, а также по результатам палинологических и микрофаунистических исследований.

По наиболее полной электрокаротажной характеристике и по палинологическим и литолого-минералогическим исследованиям в среднеюрских отложениях выделяются келловейский, байос-батский, ааленский ярусы. К среднеюрским отложениям приурочено 4 продуктивных горизонта J₂-I, J₂-II, J₂-III, J₂-IV.

Ааленский ярус. Отложения ааленского яруса трансгрессивно залегают на отложениях нижней юры.

По описанию керна скважины 103, в разрезе встречаются пески, песчаники слабосцементированные, темно-серые, коричневые, мелко -, среднезернистые, полимиктовые, глинистые, алевролиты серые до зеленовато-коричневых, разноезернистые, кварцевые, с прослойками песков (1-2 мм) темно-коричневых. По описанию шлама той же скважины, наблюдаются песчаники слабосцементированные и пески светло-серые, мелко -, среднезернистые, преимущественно кварцевые, с редкой примесью кремней и пирита, алевролиты светло-серые, крупнозернистые, кварцевые, с включениями мелких зерен кристаллов пирита, плотные, с глинисто-карбонатным цементом.

Палинологические анализы образцов пород определены в скважине 103,Г-1.

По результатам скважины 103, получены спорово-пыльцевые спектры, в которых пыльца (58-71%) преобладает над спорами (42-29%). Наблюдается также и равное соотношение.

Среди спор многочисленны споры рода *Cyathidites* и *Osmunda*. Значительное место в комплексах занимают *Duplexisporites anagrammensis* (K.-M.) Sem., *Leiotriletes* sp., *Dicksonia densa* Bolch., *Marattisporites scabratus* Couper и малочисленны *Tripartina variabilis* Mal., *Converrucosisporites disparituberculatus* Vin., *Klukisporites variegates* Coup., *Neoraistrickia rotundiformis* (K.-M.) Sem., *Dicksonia crocina* Bolch., *Lycopodium subrotundum* K.-M., *Ophioglossum* sp., *Gleichenia* sp. и др.

Среди пыльцы многочисленны представители семейства *Pinaceae* и рода *Classopollis*, *Quadraeculina* sp. часто встречаются представители примитивных хвойных типа *Paleoconiferus asaccatus* Bolch., *Paleopicea glaesaria* Bolch., *Protopodocarpus* sp., а также представители *Ginkgocycadophytus* sp., *Araucaria* sp. Малочисленна пыльца *Sciadopitites* sp., *Bennettitales* sp., *Perinopollenites* sp.

Возраст отложений – средняя юра, аален-байосский ярус.

По результатам скважины Г-1, возраст отложений – ааленский ярус.

Мощность отложений варьируется от 12 м (скв.Г-1) до 65м (скв.Г-2).

Байосский и батский ярусы. В разрезе средней юры в пределах исследуемой территории на освоении единичных находок спор и пыльцы установлены осадки байосского и батского ярусов, однако для детального расчленения байос-батских отложений на изученной структуре нет достоверных палинологических данных, поэтому они рассматриваются совместно.

Байос-батские лагунно-континентальные отложения широко распространены на изученной территории, они с эрозионным несогласием, перекрывают породы ааленского яруса и представлены, в основном, чередующимися песчаными и глинистыми образованиями.

По описанию керн скважины 103, в разрезе наблюдаются глины аргиллитоподобные, темно-серые до светло-серых, алевроитистые, алевролиты от светло-серого до темно-серого цвета, с песчаниками серыми, мелкозернистыми, на глинистом цементе, пески светло-серые, мелкозернистые. По описанию шлама той же скважины, пески светло-серые, мелко -, среднезернистые, кремнисто-кварцевые, рыхлые, глины, аргиллиты светло-серые, зеленовато-серые, песчаники слабосцементированные.

Палинологические анализы образцов пород определены в скважине 103. По результатам скважины 103, получены спорово-пыльцевые спектры, в которых споры (57-78%) преобладают над пылью (22-43%).

В комплексах продолжают доминировать споры рода *Cyathidites*, но количество ее несколько уменьшается по сравнению с предыдущими интервалами. Значительное место в спектрах занимают представители рода *Osmunda*. Многочисленны споры *Lycopodium* sp., *Leiotriletes* sp. Встречены в небольшом количестве *Densoisporites crassus* Tralau, *Salvinia perpluchra* Bolch., *Obtusisporites junctus* (K.-M.) Poc., *Cheiropleuria congregata* Bolch., *Marattia scabratus* Bolch., *Camptotriletes* sp.

В пыльцевой части спектра многочисленны представители *Pinaceae* и *Podozamites*. В небольшом количестве встречены *Quadraeculina limbata* Mal., *Araucaria* sp., *Cupressacites*, *Sciadopites* sp., *Inaperturopollenites* sp., *Perinopollenites*, единичные зерна *Classopollis* sp.

Возраст отложений – средняя юра, байос-батский ярусы.

Микрофаунистические анализы определены по поисковой скважине Г-1, в ходе которой наблюдалась микрофауна, отнесенная к батскому ярусу.

Вскрытая мощность отложений – 151 м (скв.104) до 242 м (скв.Г-1).

Келловейский ярус. По описанию керн скважины 103, глины зеленовато-серые, уплотненные, слабоизвестковистые, с неровным, раковистым изломом, неслоистые, а также глины темно-серые с переходом в светлые тона, субгоризонтальнослоистые, с неровным,

раковистым изломом, жирные на ощупь, слабокарбонатные, по плоскостям напластования с органическими остатками.

По описанию шлама скважины 103, глинисто-карбонатная порода светло-серая, алевролитистая, песчаники и пески светло-серые, средне -, мелкозернистые, местами крупнозернистые, кремнисто-кварцевые, глины серые, алевролитистые.

По результатам палинологического анализа керна по скважине 103, в образцах наблюдается значительное преобладание пыльцы (78-90%) над спорами (22-10%).

В споровой части спектров встречены *Cyathidites* sp., *Equisetites* sp., *Osmunda* sp., *Toroisporis vulgaris* (Mal.) Barch., *Selaginella* sp., *Gleichenia* sp. и др.

В пыльцевой части доминирует пыльца *Classopollis*. Немногочисленны *Pinus* sp., *P. divulgata* Bolch., *Quadraeculina limbata* Mal., *Pseudopicea variabiliformis* (Mal.) Bolch., *Cupressacites* sp. и др.

Возраст отложений – юра, келловей.

Вскрытая мощность отложений – 16 м (скв.ТЮ-1) до 58 м (скв.104).

В разрезе меловых отложений выделяется только нижнемеловой отдел, верхнемеловые отложения на данной территории размыты, но выделяется в разрезах скважин соседней площади (Карасай). Возраст нижнемеловых отложений установлен, в основном, по каротажу, по керновому и шламовому материалам, а также по результатам палинологических и микрофаунистических исследований.

Нижний отдел – К₁

На рассматриваемой территории нижний отдел меловой системы представлен отложениями готерива, баррема, апта и альба. Валанжинский ярус на исследуемой площади не встречен, вероятно, он размыт готеривской трансгрессией.

Готеривский ярус. Отложения готеривского яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они с угловым несогласием залегают на породах юры.

По описанию керна скважины 103 литологические отложения сложены в основном глинами зеленовато-серыми с голубоватым оттенком, местами алевролитистыми, некарбонатными, с неровным, раковистым изломом, наблюдается прослой сидерита светло-зеленого цвета, крепкого, плотного, с включением окатанного обломка породы кремнистого состава.

По описанию шлама 103 скважины наблюдаются алевролиты серые, светло-серые, глинисто-карбонатная порода серая, светло-серая, алевролитовая, песчаники (дезинтегрированные) светло-серые, мелко -, среднезернистые, кремнисто-кварцевые.

Палинологические анализы образцов пород определены в скважине 103. Согласно результатам, отмечено значительное преобладание пыльцы (81-92%) над спорами (19-8%). В споровой части комплексов наблюдается большое разнообразие. Наряду с

представителями *Cyathidites* sp. и *Osmunda* sp. Встречены споры *Gleichenia* sp., *Lygodium* sp., *L. bernisartensis* Delcount et Sprumont, *Selaginella* sp., *S. speciosa* Krasn., схизейные типа *Schizaea certa* (Bolch.)Bolch., *Anemia caucasica* Bolch., *A. ajatensis* Bolch., *Cicatricosisporites* sp., *Pelletieria tersa* (K.-N.)Bolch., *Concavisporites* sp., *Callialasporites infrapunctatus* (Lantz) Росоок и др.

В пылевой части спектров сохраняется доминирующая роль пыльца *Classopollis*. Многочисленны *Podozamites* sp., *Inaperturopollenotes* sp., *Podocarpus* sp., немногочисленны *Cedrus* sp., представители семейства *Pinaceae*.

Наряду с пылью и спорами встречено большое количество перидениевых водорослей и микрофораминифер.

Микрофаунистические анализы определены по поисковым скважинам Г-1, в ходе которой наблюдалась микрофауна *Cribrostomoicles infracretaceus* miate, отнесенная к верхнему готтеривскому ярусу.

Вскрытая мощность готтерива варьируется от 53 м (скв. 104) до 88 м (скв. Г-2).

Барремский ярус. Отложения вскрыты всеми скважинами.

По описанию керна скважины 103 в составе отложений наблюдаются глина серая, светло-серая, пепельно-серая с зеленоватым оттенком, местами алевритистая, жирная на ощупь, некарбонатная, участками слабоизвестковистая, алевролиты зеленовато-серые, преимущественно кварцевые, слабосцементированные, на карбонатно-глинистом, глинистом цементе. По описанию шлама скважины 103 встречаются глины серовато-зеленые, красновато-коричневые, алевритистые, песчаники, разрушенные до песка, сероцветные, разнозернистые, полимиктовые, слюдисто-кремнисто-кварцевые. По описанию керна скважины 109, в составе отложений есть песчаники серые, пески, средне-мелкозернистые, алевритистые, глинистые, полевошпатово-кварцевые, с редкими зернами гидроокислов железа. По описанию керна скважины Г-2, в составе отложений наблюдается глина темно-зеленая, пестроцветная, аргиллитоподобная, неизвестковистая, слабослюдистая, песок буровато-серый. По описанию керна скважины Г-1, в разрезе яруса встречаются глины серые, темно-зеленые, плотные, алевритистые, с включением обломков раковин, обуглившихся растительных остатков, прослойки песка тонкозернистого, кварц-полевошпатового.

Палинологические анализы образцов пород определены в скважине 103. Согласно результатам, получены спорово-пыльцевые спектры, в которых наблюдается преобладание пыльцы (60-79%) над спорами (27-40%). В споровой части комплексов в значительном количестве встречены споры семейств *Schizaceae* и *Gleicheniaceae*, представленные видами *Gleicheniidites* sp., *G. laetus* Bolch., *Anemia exilioides* (Mal.)Bolch., *Lygodium echinaceum*

Verb., *L. mirabile* Bolch., *Lygodium setiferum* Verb., *Schizaea* sp., *Pelletieria* sp., *Selaginella* sp., *Cyathidites* sp., немногочисленны *Polypodisporites minor* Verb., *Leiotriletes* sp., *Osmundacidites* sp., *Lycopodium* sp. и др.

Пыльца представлена хвойными из семейств Cupressaceae, Pinaceae и Podocarpaceae, *Podozamites* sp., *Cedrus libaniformis* Bolch., *Caytonia oncodes* Harris, *Angiosporinae* sp., *Sciadopitys* sp. Единична пыльца *Ginkgo parva* (Naum.)Bolch., *Classopollis* sp., *Quadraeculina limbata* Mal.. Возраст отложений - нижний мел, баррем.

Микрофаунистические анализы определены по поисковой скважине Г-1, в ходе которой наблюдалась микрофауна, отнесенная к барремскому ярусу.

Вскрытая мощность отложений варьируется от 70 м (скв.Г-1) до 162 м (скв. ТЮ-2).

К барремскому ярусу приурочены продуктивные горизонты К₁-I, К₁-II.

Аптский ярус. Отложения аптского яруса залегают несогласно по размытой поверхности барремских отложений. Разрез апта, в основном, глинистый. Песчанистые осадки имеют подчиненные значения.

Описываемые отложения вскрыта скважиной Г-2. В скважине Г-1 отложения размыты. В опережающе-добывающих скважинах 103, 104, 105, 109 данные по ГИС отсутствуют.

Глины темно-серые и черные, плотные, известковистые, местами песчанистые, с ходами ипсодов, выполненными алевролитом светло-серым. Пески серые, мелкозернистые, кварцевополевошпатовые с включением обломков раковин и мелких обуглившихся растительных остатков. Алевролиты темно-серые, полевошпатовые на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Вскрытая мощность аптских отложений колеблется от 43 м (скв. Г-2) до 93 м (скв. Г-1).

Альбский ярус. Литологически альбский ярус представлен однородной толщей глин с подчиненными прослоями песков, песчаников, алевролитов, реже мергелей. Однообразие альбской толщи, скудность фаунистических остатков, не позволяют произвести более детальное ее расчленение на подъярусы.

Описываемые отложения вскрыты скважинами Г-1 и Г-2. В опережающе-добывающих скважинах 103, 104, 105, 109 данные по ГИС отсутствуют. Изученная альбская толща, в основном, глинистая.

Глины серые, темно-серые, обычно алевролитистые, слабопесчанистые, известковистые, слюдистые, присутствует рассеянный углефицированный цетрит. Иногда встречаются фаунистические остатки: раковины пелеципод, аммонитов и мелких гастропод. Песчаники серые, крепкие, мелкозернистые, преимущественно кварцевые, на

известковистом цементе. Алевриты буровато-серые, серые, крепкие, известковистые с углефицированным растительным детритом.

Вскрытая мощность альба составляет 21 м (скв. Г-2).

Четвертичная система - Q

Отложения четвертичной системы распространены повсеместно и сплошным чехлом покрывают всю площадь.

Литологически представлены глинами желтовато-зелеными, серовато-зелеными средней плотности, известковистыми с обломками раковин моллюсков. Верхние слои характеризуются глинами коричневыми, средней плотности, слабопесчанистыми, известковистыми.

По данным отчета о результатах бурения на площади Таган-Южный-Карасай (1989-1991 г.), мощность составляет 4-5 м по скважинам Г-1, Г-2.

Таблица 2.1.1 - Стратиграфические разбивки по скважинам

Стратиграфические подразделения				Скважины	Г-1	Г-2	103	104	105	109	ТЮ-1	ТЮ-2
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Группа	Система	Отдел	Ярус	Забой, м	830	850	820	660	660	700	750	734.0
				Альтитуда ротора, м	156.6	156	155.9	157.5	157.5	157.5	158.19	149.95
Кайнозой	Четвертичная система			Подошва, м	5	4	5	4	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
				Абс.отм., м	151.6	152						
				Толщина, м	5	4	5	4				
				Подошва, м	размыт	25	нет данных	нет данных				
Абс.отм., м	131											
Толщина, м	21											
Подошва, м	98	68	101	70		нет данных			101			
Меловая система	K1	K1al	Абс.отм., м	58,6	88		54,9	87,5	56,5	158,19	149,95	
			Толщина, м	93	43		-	-	-	-	-	
			Подошва, м	168	180		181	178	166	182	148	162
		K1br	Абс.отм., м	-11,4	-24	-25,1	-20,5	-8,5	-24,5	10,19	-12,05	
Толщина, м	70		112	80	108	-	81	148	162			
Подошва, м	234		268	243	231	230	243	232	230			
Юрская система	J2	J2k	Абс.отм., м	-77,4	-112	-87,1	-73,5	-72,5	-85,5	-73,81	-80,05	
			Толщина, м	66	88	62	53	64	61	84	68	
			Подошва, м	256,5	287,7	278,5	289	257	287,6	248	265	
		J2bt-b	Абс.отм., м	-99,9	-131,7	-122,6	-131,5	-99,5	-130,1	-89,81	-115,05	
Толщина, м	22,5		19,7	35,5	58	27	44,6	16	35			
Подошва, м	498		520	468	440	488	504	464	440			
Юрская система	J2	J2bt-b	Абс.отм., м	-341,4	-364	-312,1	-282,5	-330,5	-346,5	-305,81	-290,05	
			Толщина, м	241,5	232,3	189,5	151	231	216,4	216	175	
			Подошва, м	510	545	488	473	522	530	490	505	
		J2a	Абс.отм., м	-353,4	-389	-332,1	-315,5	-364,5	-372,5	-331,81	-355,05	
Толщина, м	12		25	20	33	34	26	26	65			
Меловая система	J1		Подошва, м	572	597	550	551	581	580	554	546	
		Абс.отм., м	-415,4	-441	-394,1	-393,5	-423,5	-422,5	-395,81	-396,05		
		Толщина, м	62	52	62	78	59	50	64	41		
		Подошва, м	759	780	736	не вскрыто	не вскрыто	не вскрыто	не вскрыто	715		
Абс.отм., м	-602,4	-624	-580,1									
Толщина, м	187	183	186									
Палеозой	Пермская система	P1	P1kg	Подошва, м	830	850	820	не вскрыто	не вскрыто	не вскрыто	не вскрыто	не вскрыто
				Абс.отм., м	-673,4	-694	-664,1					
				Толщина, м	71	70	84					

2.1.2. Тектоника

В тектоническом плане по подсолевому комплексу пород исследуемая территория расположена на северном склоне обширного Гурьевского поднятия, выделяемого по фундаменту и девонским отложениям. По надсолевым отложениям месторождение Таган Южный расположен в пределах Сагизской относительно приподнятой зоны (рис. 2.2.1) [12].

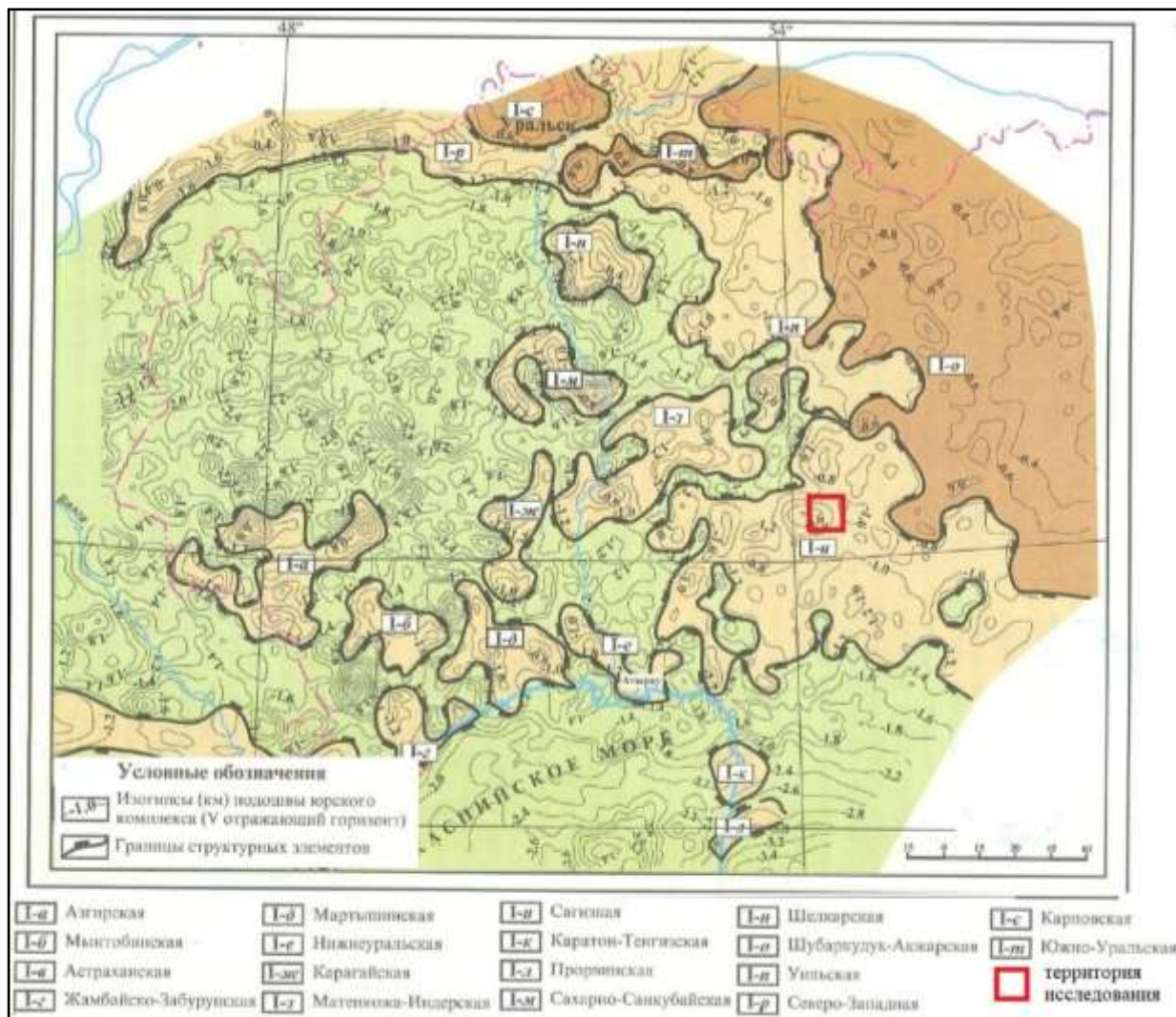


Рис. 2.1.1- Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса Прикаспийской впадины

Строение подсолевых отложений характеризует структурная карта по отражающему горизонту П1, по которому закартированы крупные валообразные поднятия, среди которых выделяются Таган Западный и Таган Восточный субмеридианального простираия (рис. 2.2.2). Эти структуры ограничены изогипсой 6000 м каждая, а их вершины - 5800 и 5900 м, соответственно [15].

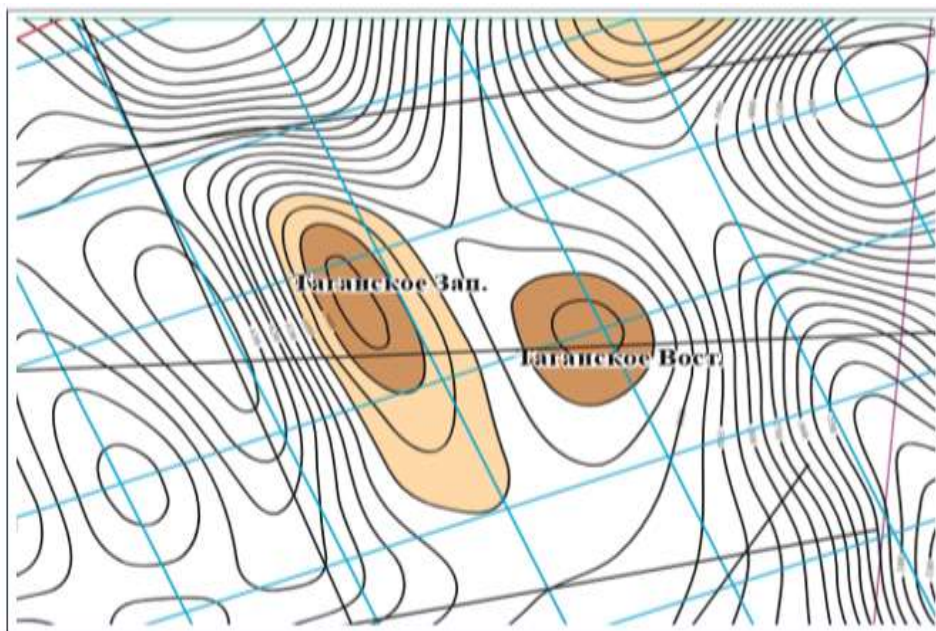


Рис. 2.2.2- Структурная карта по отражающему горизонту П1

Исследуемый район относится к зоне проявления интенсивного соляного тектогенеза. Соляные купола, преимущественно, скрытопрорванного типа. По кровле соленосных отложений (ОГVI) закартированы соляные гряды. Купола Таган Северный и Таган Южный приурочены к таковой, имеющей субмеридианальное простирание (рис.2.2.3) [15]. Южнее купола Таган Южный расположены глубокопогруженные одиночные купола Боздак и Мырзажар Восточный, соединяющиеся соляным перешейком.

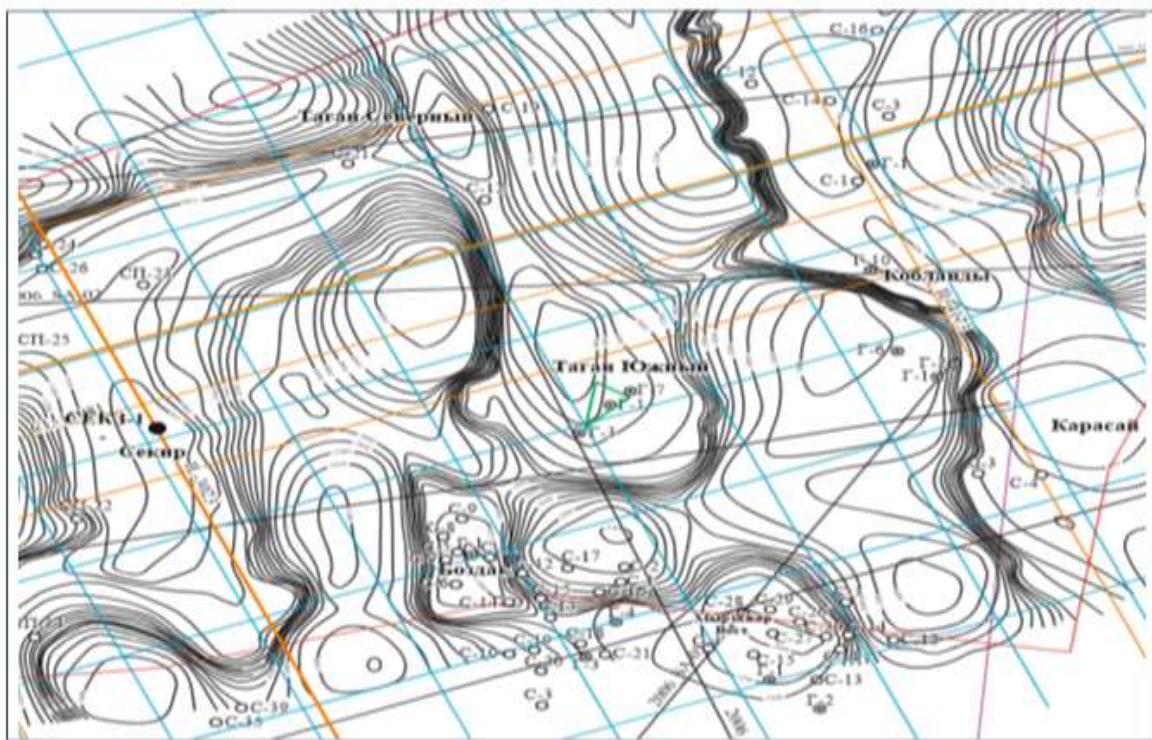


Рис. 2.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту VI

Наряду с соляными структурами, здесь развиты обширные межкуповые зоны, где кунгурские отложения зафиксированы на абсолютных отметках 3000-3400 м. Склоны куполов - пологие и крутые. В региональном отношении верхнепермский и значительная часть триасовых отложений залегают в межкуповых зонах, их толщина увеличивается от склонов соляных структур в направлении к центру мульды.

Соленосные структуры Таган Северный и Таган Южный, образующие соляной массив, по ОГVI по изогипсе минус 600 м имеют антиклинальное строение, вершины их находятся на одинаковом гипсометрическом уровне – абсолютной отметке 400 м. В сводовой части структуры Таган Южный выделяются два уступа соли: южный и северо-западный

Относительно подсолевого поднятия, структура Таган Южный расположена на его южном склоне.

Пробуренные на месторождении Таган Южный поисковые скважины Г-1, Г-2, Г-3 расположены на южном склоне соляного массива и вскрыли породы кунгура на глубине 780-812 м (-623-691) м. Скважина Г-7 не вскрыла эти породы, по данным сейсморазведки ОГVI в этой части структуры прослежен на абсолютной отметке 670 м.

По данным сейсмических исследований, по ОГV вдоль оси соляного вала в сводах надсолевых структур Таган Северный и Таган Южный по ОГV простирается узкий грабен, а по ОГIII- продольный сброс, разделяющие надсолевые отложения на крылья (Граф.прил.3).

Структура Таган Южный по ОГВ сбросами грабена разбита на крылья - западное и восточное.

Западное крыло приподнято относительно восточного, по замкнутой изогипсе минус 600 м выделяется полусвод, экранированный стенкой соли, вершина его закартирована на отметке минус 300 м. Разломом субмеридионального простирания структура делится на блоки. Наименьшая глубина залегания соли в пределах этого крыла равна 301м (К-2). Здесь пробурены структурно-поисковые скважины К-1,2,3,4,5,6 [13].

С поверхности свод структуры сложен отложениями средней юры, которые сменяются к периферии осадками готерива, баррема, апта, альба и верхнего мела, и через мульду, сложенную отложениями кампана.

Восточное крыло – более обширное относительно западного, по ОГВ по изогипсе минус 900 м структура имеет вид полусвода, экранированного с запада сбросом. С этой структурой связана ловушка, размеры которой равны 9,2 x 6,0 км, амплитуда - 500 м. Вершина ловушки находится на абсолютной отметке 400м. В ее своде пробурена скважина №7 глубиной 826 м, вскрывшая породы триаса в интервале 744-826 м (-587,6-669,6) м толщиной 82 м. На забое скважины выявлены породы нижних слоев триасового возраста.

По данным структурно-поискового бурения и геологической съемки в присводовой части соляной структуры выделена предграбеновая ступень, разбитая малоамплитудными поперечными сбросами на четыре поля: северное, центральное, западное и южное. В пределах ступени пробурены глубокие поисковые скважины Г-1, Г-2 и Г-3, а также опережающе-добывающие №№103,104,105, 109.

Северное поле является наиболее приподнятым по отношению к двум другим. Здесь пробурены скважины Г-1 и №№ 103,105, в разрезах которых выявлены нефтяные горизонты.

Скважина Г-1 глубиной 830 м, на забое вскрыты отложения соли. Триасовые отложения толщиной 210 м выделены в интервале 570-780 м (- 413-623,4) м, а средне-нижнеюрские- 213-570 (-74 - 413) м. Толщина этих пород равна 339 м.

Скважина №103 на забое (820 м) вскрыла отложения соли, а скважина №105 - глубиной 660 м- породы триаса. В разрезе выделены отложения триас-нижнемелового возраста, аналогичные по толщинам и литологическому составу изученным по разрезу скважины Г-1.

В процессе испытания из отложений средней юры в скв. Г-1 в интервале 240-262,8 м получена вязкая, смолистая нефть.

На центральном блоке пробурены поисковая скважина Г-2 глубиной 850 м и опережающе-добывающая- №104 глубиной 660 м. В скважине Г-2 на забое вскрыты отложения кунгурского возраста, в скважине №104-триасового.

В скважине Г-2 триасовый комплекс пород выявлен в интервале 598-807 (-442 – 651) м. Толщина их достигает 209 м. Средне-нижнеюрские отложения выделены в интервале 271-598 (-115-442) м толщиной 327 м. В скважине №104 средне-нижнеюрские отложения относительно таковых, вскрытых в скважине Г-2, залегают гипсометрически выше, они отмечены в интервале 231-551(-73,5-393,5) м, толщина их составляет 307 м.

В разрезах этих скважин также выделены нефтяные горизонты. В скважине Г-2 опробованы среднеюрские продуктивные горизонты в интервалах 271-277 м и 308-320 м. В скважине 104 опробован триасовый горизонт в интервале 569,5-573, 574,1-584,6 м.

На западном поле пробурена скважина Г-3 глубиной 880 м, вскрывшая на забое отложения соли. Триасовые отложения в разрезе вскрыты в интервале 614-812 м (-439-691) м толщиной 198 м, средне-верхнеюрские- в интервале 276-614 м (-155-493) м толщиной 338 м.

Структурный план структуры Таган Южный по подошве меловых отложений аналогичен нижележащему- по подошве юрских пород. По ОГШ структура также представляется двухкрылой (Граф.прил.2).

На восточном крыле структура в виде полусвода ограничена изогипсой минус 450 м. Свод ее находится на отметке минус 200 м. Глубокая скважина Г-7 вскрыла нижнемеловые отложения в объеме ярусов- альбского, аптского, барремского и готеривского общей толщиной 329 м. Подошва нижнемеловых отложений отмечена на глубине 335 м (на абсолютной отметке 176,6 м).

В предграбеновой ступени выделены те же поля- северное, центральное, западное и южное.

Северное поле является самым приподнятым по отношению к другим, сводовая часть его сложена отложениями альб-сеномана, на которые с размывом ложатся осадки турон-сантона. В разрезе скважины Г-1 на северном поле толщина нижнемеловых отложений составляет 225 м, их подошва выделена на глубине 231 м (-74,4 м).

В разрезе скважины Г-2 на центральном поле толщина нижнемеловых пород равна 267 м, их подошва (готеривский ярус) находится на отметке 271 м (-115 м). Сводовая часть поля сложена отложениями альб-сеномана, сменяющимися к периферии осадками сантон-турона.

По мнению исследователей, пробуренная в оптимальных условиях скважина Г-3

на западном поле отсекала основной сброс грабена на глубине 233м, из отложений альба вошла в отложения готерива и вскрыла осадки кунгурского яруса. По результатам ГИС выдано отрицательное заключение относительно нефтегазоносности скважины, вероятно, она оказалась за контуром продуктивного горизонта.

Южное поле ограничено с севера, запада и юга сбросами. В сводовой части южное поле сложено отложениями альб-сеномана, сменяющимися к периферии осадками турон-коньяка, сантона верхнего и нижнего и кампана. Восточное крыло является участком геологического отвода.

2.1.3 Нефтеносность

Месторождение Таган Южный расположено в Южно-Эмбинской нефтегазонной области, к которому относятся такие крупные месторождения как Тенгиз, Королевское, Толкын и другие.

После оценки запасов 1992 года на месторождении пробурены 6 скважин, дополнительно проведены геолого-промысловые работы такие, как опробование, отбор и анализ проб флюидов, исследования PLT и тд.

С учетом дополнительных данных, выполнена интерпретация материалов ГИС, уточнены толщины пластов-коллекторов.

В рамках настоящего отчета, по результатам вышеописанных работ, уточнено геологическое строение месторождения.

В разрезе месторождения Таган Южный выделяется 12 продуктивных горизонтов в меловых, юрских и в триасовых отложениях (граф.прил.3-6).

Продуктивные горизонты K1-I, K1-II, K1-III приурочены к отложениям нижнего мела, горизонты J2-I - J2-VI – отложениям средней юры, горизонт J1-I – к отложениям нижней юры, горизонты T-I и T-II – к отложениям среднего триаса.

В ОПЗ-1992 г было выделено 3 продуктивных горизонта: 1 в меловых отложениях и 2 в среднеюрских отложениях. В рамках настоящего отчета впервые выделены продуктивные залежи в пределах горизонтов; K1- II, K1-III, J2- III, J2- IV, J2-V, J2-VI, J1-I, T-I и T-II.

Горизонт K1-I вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 11,9-26,6 м. Пласты-коллекторы выделены в скважинах: Г-1, 103, 104, 105, 109, ТЮ-1 и ТЮ-2. В скважинах: 103, 104, ТЮ-1 и ТЮ-2 коллекторы нефтенасыщены по ГИС, все остальные коллекторы характеризуются как водоносные. В скважине Г-2 пласт замещен непроницаемыми породами.

Эффективная толщина продуктивного горизонта колеблется от 3,4 м до 12,5 м в среднем 6,8 м количество пропластков меняется от 1 до 5.

В ОПЗ-1992 г. залежь была выделена в разрезе скважин Г-1 и Г-2. В настоящем отчете геологическое строение горизонта изменилось в основном за счет перекорреляции и переинтерпретации материалов ГИС скважин Г-1 и Г-2 и интерпретации материалов ГИС новых скважин (103, 104, 105, 109, ТЮ-1 и ТЮ-2).

В пределах горизонта выявлена полуантклинальная структура, примыкающая в западной части к тектоническим нарушениям субмеридионального простирания F1 и F2. Структура в свою очередь, разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. Условные разломы f1 и f2, выделенные по характеру насыщения, прослежены во всех горизонтах месторождения.

В блоке II в скважинах Г-1, 105 и 106 коллекторы водонасыщенны.

В пределах блока I в разрезе скважины ТЮ-1 установлена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре ограниченная с севера и запада сбросами F1 и F2, с юга и востока — условными разломами f2, f1 (в скважинах Г-1, 105, 109 водонасыщенные коллекторы гипсометрически выше).

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на абсолютной отметке 41,9 м (116,3м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,4 х 0,3 км, высотой — 3,8 м. Площадь залежи составляет 92 тыс.м²

В блоке III в разрезе скважин 103, 104, ТЮ-2 выявлена нефтяная залежь, которая в северной части ограничена условным разломом f1, а в западной основным разломом F1.

В 1990 г опробована скважина Г-2, где в интервале 118-137 (38-19м), приток не был получен.

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине 104 на отметке 13,4 м (140,1м), в предыдущем ОПЗ-1992 г был принят на отметке -44,4 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная, размерами 0,5 х 0,55 км, высотой — 27,6 м. Площадь залежи составляет 321 тыс.м²

Горизонт K1-II вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 30 м-52 м. Пласты-коллекторы выделены в скважинах: Г-1, 103, 104, 105, 109, ТЮ-1 и ТЮ-2. В скважинах: 103, 104 коллекторы по ГИС нефтеводонасыщены, в скважинах ТЮ-1 и ТЮ-2 нефтенасыщены, все остальные коллекторы характеризуются как водоносные. В скважине Г-2 пласт замещен непроницаемыми породами.

Аналогично вышележащему горизонту структура разбита на 3 блока.

В настоящем отчете в результате интерпретации материалов ГИС впервые выделены нефтяные залежи в блоке I в пределах скважины ТЮ-1, и в блоке III в разрезе скважин 103 и 104.

В пределах блока I в разрезе скважины ТЮ-1 установлена нефтяная залежь, приуроченная к В пределах блока I в разрезе скважины ТЮ-1 установлена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре и ограниченная с севера и запада сбросами F1 и F2, с юга и востока — условными разломами f2, f1 .

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке 10,1 м (148,1м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,4 х 0,5 км, высотой – 16,4 м. Площадь залежи составляет 112 тыс.м².

В блоке III в разрезе скважин 103, 104, ТЮ-2 выявлена нефтяная залежь, аналогично вышележащему горизонту в северной части ограничена условным разломом f1, а в западный основной разлом F1.

ВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине 103 на отметке - 19,4 м (175,3м).

Залежь пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная, размерами 0,45 х 0,54 км, высотой – 19,4 м. Площадь залежи составляет 281 тыс.м².

Горизонт K1-III вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 6 -31 м. Пласты-коллекторы выделены в скважинах: Г-1, Г-2, 109 и ТЮ-2. В скважине Г-2, ТЮ-1 и ТЮ-2 выделены нефтенасыщенные коллекторы толщиной 3,9 м, 5,3 м и 10 м, соответственно. В скважинах Г-1, 109 коллекторы характеризуются как водоносные. В скважинах 103, 104, 105 пласты заглинизированы.

В настоящем отчете в пределах данного горизонта впервые выделены нефтяные залежи в блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 и в блоке III в разрезе скважин ТЮ-2 и Г-2.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 установлена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре и ограниченная с севера и запада сбросами F1 и F2, а в южной части —условным разломом f1.

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -17,8 м (176 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная, размерами 0,4 х 0,3 км, высотой – 16,4 м. Площадь залежи составляет 49 тыс.м².

В блоке III по результатам интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин Г-2 и ТЮ-2 выявлена нефтяная залежь, аналогично вышележащему горизонту в северной части ограниченная условным разломом f1, а в западный основной разлом F1.

При опробовании скважины Г-1 в интервале 186,6-191,2 м (-30-34,6 м) получен приток пластовой воды дебитом 1,2 м³/сут.

Скважина Г-2 перфорирована в интервалах 196-201 м (-40-45 м). В результате опробования был получен приток воды с уд.весом 1,01-1,02 г/см³ со следами смолистой нефти.

ВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-2 на отметке -47,7 м (197,6 м).

Залежь пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная, размерами 1,1 x 0,4 км, высотой – 17,7 м. Площадь залежи составляет 249 тыс.м².

Горизонт J2-I вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 7 - 30,8 м. Пласты-коллекторы выделены в всех скважинах. В скважинах Г-1, Г-2, 103, 104, 105, 109, ТЮ-1 и ТЮ-2 выделены нефтенасыщенные коллекторы, толщина которых колеблется от 1,8 м до 9,4 м. В скважине 109 выделен водонасыщенный коллектор толщиной 2,2 м.

В ОПЗ-1992 г. залежь была выделена в разрезе скважин Г-1 и Г-2.

В настоящем отчете геологическое строение горизонта изменилось, также как и в вышележающих горизонтах, структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 установлена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре и ограниченная с севера и запада сбросами F1 и F2, с востока — условным разломом f2, а в южной части — условным разломом f1.

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -88,4 м (246,6 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,4 x 0,4 км, высотой – 3,7 м. Площадь залежи составляет 151 тыс.м².

В пределах блока II продуктивные пласты выделены по ГИС в скважинах Г-1, 105, 109.

При опробовании скважины Г-1 в интервале 240-262,8 м (-83,4-106,2 м) получен приток нефти дебитом 1,8 м³/сут.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине 109 на отметке -128 м (285,5м), в предыдущем ОПЗ-1992 г был принят на отметке -129,8 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,87 x 1 км, высотой – 38 м. Площадь залежи составляет 825 тыс.м².

В пределах блока III продуктивные пласты выделены по ГИС в скважинах Г-2, 103, 104 и ТЮ-2.

Скважина Г-2 перфорирована в интервалах 271-277 м (-115-121 м). В результате опробования был получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине Г-2 на отметке -132,1 м (2881,1 м), в предыдущем ОПЗ-1992 г был принят на отметке -129,8 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 1,32 х 1,1 км, высотой – 42 м. Площадь залежи составляет 1191 тыс.м².

Горизонт J2-II вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 22,8 - 57,1 м. Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах ТЮ-1 и ТЮ-2 выделены нефтенасыщенные коллекторы, в скважинах Г-1, Г-2, 103, 104, 105, выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. В скважине 109 выделены водонасыщенные коллекторы.

В ОПЗ-1992 г. залежь была выделена в разрезе скважин Г-1 и Г-2.

В настоящем отчете геологическое строение горизонта изменилось, также как и в вышезалегающих горизонтах, структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 установлена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре замкнутая с севера и запада нарушениями F1 и F2, с востока — условным разломом f2, а в южной части — условным разломом f1.

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -162,8 м (321 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,5 х 0,4 км, высотой – 65,4 м. Площадь залежи составляет 179 тыс.м².

В пределах блока II продуктивные пласты выделены по ГИС в скважинах Г-1, 105, 109.

При опробовании скважины Г-1 в интервале 274-288 м (-117,4-131,4 м) получен непромышленный приток нефти дебитом 0,6 м³/сут.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине 105 на отметке -136,9 м (294,4 м), в предыдущем ОПЗ-1992 г был принят на отметке -121 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,8 х 0,6 км, высотой – 29,1 м. Площадь залежи составляет 409 тыс.м².

В пределах блока III продуктивные пласты выделены по ГИС в скважинах ТЮ-2, Г-2, 103, 104.

Скважина Г-2 перфорирована в интервалах 308-320 м (-152-164 м). В результате опробования был получен приток пластовой воды дебитом 40,8 м³/сут.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине 103 на отметке -157 м (312,9 м), в предыдущем ОПЗ-1992 г был принят на отметке -154,8 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 1 х 0,6 км, высотой – 47 м. Площадь залежи составляет 801 тыс.м².

Горизонт J2-III вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 7-24 м. В скважинах ТЮ-1 и ТЮ-2 выделены нефтенасыщенные коллекторы. В скважинах Г-1, 104, 105 выделены водонасыщенные коллекторы. В скважинах Г-2, 103 коллекторы заглинизированы.

В настоящем отчете геологическое строение горизонта изменилось, также как и в вышезалегающих горизонтах, структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. В блоках I и III установлены нефтяные залежи, в пределах блока II во всех скважинах выделены водонасыщенные коллекторы.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 по ГИС выделена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре ограниченная с севера и запада нарушениями F1 и F2, с востока — условным разломом f2, а в южной части — условным разломом f1.

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -175,1 м (333,3 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,5 х 0,4 км, высотой – 15,1 м. Площадь залежи составляет 164 тыс.м².

В пределах блока III продуктивные пласты выделены по ГИС в скважине ТЮ-1.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине ТЮ-2 на отметке -173,8 м (323,7 м).

Залежь пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная, размерами 0,2 х 0,5 км, высотой – 23,8. Площадь залежи составляет 75 тыс.м².

Горизонт J2-IV вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 11 – 21 м. В скважинах 103, 104, ТЮ-1 и ТЮ-2 выделены нефтенасыщенные коллекторы. В скважинах Г-1, 105, 109, выделены водонасыщенные коллекторы. В скважине Г-2 коллекторы заглинизированы.

В настоящем отчете горизонт выделен впервые. Структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. В блоках

I и III установлены нефтяные залежи, блок II также как и в вышезалегающем горизонте J2-III является водоносным.

При опробовании скважины Г-1 в интервале 372-376 м (-215,4-219,4 м) получен приток пластовой воды дебитом 48,6 м³/сут.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 установлена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре замкнутая с севера и запада нарушениями F1 и F2, с востока — условным разломом f2, а в южной части — условным разломом f1.

УВНК принят по подошве пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -215,8 м (374 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,5 х 0,4 км, высотой – 12,1 м. Площадь залежи составляет 182 тыс.м².

В пределах блока III нефтенасыщенные коллекторы выделены по ГИС в скважинах 103, 104 и ТЮ-2.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине 103 на отметке -228,1 м (384 м).

Залежь пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная, размерами 0,3 х 0,6 км, высотой – 33,6 м. Площадь залежи составляет 232 тыс.м².

Горизонт J2-V вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 18,5 – 44 м. В скважине 109 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважинах 104, ТЮ-2 нефтенасыщенные коллекторы. В скважинах Г-1, 105 выделены водонасыщенные коллекторы. В скважинах ТЮ-1, 103, Г-2 пласты замещены непроницаемыми породами.

В настоящем отчете горизонт выделен впервые. Структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. В блоках II и III установлены нефтяные залежи.

В блоке II в разрезе скважины 109 по ГИС выделена нефтяная залежь, ограниченная нарушениями F2 и f 2.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине 109 на отметке -249,3 м (406,8 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,2 х 0,3 км, высотой – 2,2 м. Площадь залежи составляет 74 тыс.м².

В пределах блока III продуктивные коллекторы выделены по ГИС в скважинах ТЮ-2 и 104.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине 104 на отметке -269,3 м (422,8 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,3 x 0,5 км, высотой – 58,2 м. Площадь залежи составляет 154 тыс.м².

Горизонт J2-VI вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 8 – 31,2 м. В скважинах 105, 109, Г-1, Г-2 выделены водонасыщенные коллекторы, в скважине 103 нефтеводонасыщенные, в скважинах 104, ТЮ-1, ТЮ-2 нефтенасыщенные коллекторы.

В настоящем отчете горизонт выделен впервые. Структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. В блоках I и III установлены нефтяные залежи, блок II - водоносный.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 по ГИС выделена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре ограниченная с севера и запада нарушениями F1 и F2, с востока — условным разломом f2, а в южной части — условным разломом f1.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -305,1 м (463,3 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,45 x 0,4 км, высотой – 45,1 м. Площадь залежи составляет 176 тыс.м².

В блоке III по результатам интерпретации ГИС в разрезе скважин ТЮ-2, 103, 104 выделена нефтяная залежь, ограниченная нарушениями F1 и f1.

Прямой ВНК принят по подошве нефтенасыщенного и кровле водонасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине 103 на отметке -303,3 м (459,2 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,5x 0,3 км, высотой – 43,3 м. Площадь залежи составляет 147 тыс.м².

Горизонт J1-I вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 41 – 64 м. В скважинах 103, 104, ТЮ-1, ТЮ-2 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. В скважинах Г-1, Г-2, 105 и 109 выделены водонасыщенные коллекторы.

В настоящем отчете горизонт выделен впервые. Структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. В блоках I и III установлены нефтяные залежи, блок II - водоносный.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 по ГИС выделена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре ограниченная с севера и запада нарушениями F1 и F2, с востока — условным разломом f2, а в южной части — условным разломом f1.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -346,6 м (504,8 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,45 x 0,4 км, высотой – 46,6 м. Площадь залежи составляет 179 тыс.м².

В пределах блока III продуктивные коллекторы выделены по ГИС в скважинах ТЮ-2, 103 и 104.

Нефтеносность залежи доказана опробованием скважины 103, где в интервале 488,9-505 м (-332,3-343,4 м) получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут.

ВНК принят наклонным от -351,1 м (507 м) на северо-востоке по прямому контакту нефть-вода, выделенного по ГИС в скважине 103 и далее на юго-запад на отметке 359,1 м (509 м) по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине ТЮ-2.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,4 x 0,4 км, высотой – 39,1 м. Площадь залежи составляет 178 тыс. м².

Горизонт Т-I вскрыт всеми пробуренными скважинами. Толщина горизонта колеблется в пределах 26,4 – 54 м. В скважинах Г-1, 103, ТЮ-1 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважинах ТЮ-2, 104 выделены нефтенасыщенные коллекторы, в скважинах Г-2, 105 и 109 выделены водонасыщенные коллекторы.

В настоящем отчете продуктивные горизонты в триасовых отложениях выделены впервые. Структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. В блоках I, II и III установлены нефтяные залежи.

В блоке I в разрезе скважины ТЮ-1 по ГИС выделена нефтяная залежь, приуроченная к горстовой структуре ограниченная с севера и запада нарушениями F1 и F2, с востока — условным разломом f2, а в южной части — условным разломом f1.

В 2025 г опробована скважина ТЮ-1, где из интервала 577-592, 605-610 м (-418,8-433,8, -446,8-451,8) получен приток нефти дебитом 8,5 м³/сут при 100 об/мин.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-1 на отметке -460,3 м (618,5 м).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,45 x 0,4 км, высотой – 60,3 м. Площадь залежи составляет 178 тыс.м².

В пределах блока II продуктивные коллекторы выделены по ГИС в скважине Г-1.

При опробовании скважины Г-1 в интервале 597-601 м (-440,4-444,4 м) получен приток за счет воды со столбом нефти 6-7 м³.

ВНК принят на отметке -444,8 м (601,4 м) по прямому контакту нефть-вода, выделенного по ГИС в скважине Г-1.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,37 x 0,66 км, высотой – 17,8 м. Площадь залежи составляет 189 тыс. м².

В пределах блока III продуктивные коллекторы выделены по ГИС в скважинах ТЮ-2, 103 и 104.

Нефтеносность залежи доказана опробованием скважины 104, где в интервале 569,5-573 м (-416-419,5 м) получен приток нефти дебитом 2,9 м³/сут.

ВНК принят наклонным от -430,3 м (586,2 м) на северо-востоке по прямому контакту нефть-вода, выделенного по ГИС в скважине 103 и далее на юго-запад на отметке 431,3 м (581,2 м) по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине ТЮ-2.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,6 х 0,3 км, высотой – 21,3 м. Площадь залежи составляет 223 тыс. м².

Горизонт Т- II вскрыт скважинами Г-1, Г2, 103, 104, 109, ТЮ-1, ТЮ-2. Толщина горизонта колеблется в пределах 32,5 – 64 м. В скважинах Г-1, 103, 104 и ТЮ-2 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважинах Г-2, ТЮ-1 и 109 выделены водонасыщенные коллекторы.

Структура разбита условными разломами f1 и f2, выделенными по различному характеру насыщения на 3 блока. В блоках II и III установлены нефтяные залежи. Блок I – водоносный.

В пределах блока II продуктивные коллекторы выделены по ГИС в скважине Г-1.

ВНК принят на отметке -491 м (647,6 м) по прямому контакту нефть-вода, выделенного по ГИС в скважине Г-1.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,5 х 0,6 км, высотой – 15,7 м. Площадь залежи составляет 254 тыс. м².

В пределах блока III продуктивные коллекторы выделены по ГИС в скважинах 103, 104 и ТЮ-2.

Нефтеносность залежи доказана опробованием скважины 103, где в интервале 602,5-616 м (-446,6 -460,1 м) получен приток нефти дебитом 12 м³/сут.

В 2025 г опробована скважина ТЮ-2, где из интервала 607-609 м (-457,1-459,1) получен приток жидкости дебитом 4,9 м³/сут, с обводненностью 70% при 50 об/мин.

ВНК принят наклонным от -460,7 м (610,6 м) на юго-западе по прямому контакту нефть-вода, выделенного по ГИС в скважине ТЮ-2 и далее на северо-восток на отметке 463,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 103.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,5 х 0,47 км, высотой – 16,5 м. Площадь залежи составляет 220 тыс. м².

Таблица 2.1.2 - Обоснование контактов УВС

Горизонт	№ скв.	Блок	Принятые контакты УВС	По данным ГИС	кровля воды, м	По данным опробования	
				подошва нефти, м		подошва нефти, м	кровля воды, м
1	2	3	4	5	6	7	8
К1-I	ТЮ-1	I	ВНК 41.9	41.9			
	1	II			41.3		
	105				37.2		
	109				44.7		
	103	III	ВНК 12.4	12.4			
	104			13.4			
	ТЮ-2			21.3			
К1-II	ТЮ-1	I	ВНК 10.1	10.1			
	1	II			8.2		
	105				-1.1		
	109				-7.9		
	103	III	ВНК -19.4	-19.4	-20.1		
	104			-12.7	-20.9		
	ТЮ-2			-11.8			
К1-III	ТЮ-1	I	ВНК -17.8	-17.8			
	1	II			-28.7		
	109				-44.5		
	2	III	ВНК -47.7	-47.5			
	ТЮ-2				-47.7		
J2-I	ТЮ-1	I	ВНК -88.4	-88.4			
	1	II	ВНК -128	-98.4		-106.2	
	105			-99.4			
	109			-128.0	-128.0		
	2	III	УВНК -132.1	-132.1		-121	
	103			-123.5			
	104			-119.8			
	ТЮ-2			-115.3			
J2-II	ТЮ-1	I	ВНК -162.8	-162.8			
	1	II	ВНК -136.9	-132.6	-136.9	-131.4	
	105			-136.9	-136.9		
	109				-143.1		
	2	III	ВНК -157	-154.9	-170.9		-164
	103			-157	-157		
	104			-151.5	-156.7		
	ТЮ-2			-146.2			

Продолжение таблицы 2.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8
J2-III	ТЮ-1	I	ВНК -175.1	-175.1			
	1	II			-161		
	109				-191.8		
	105				-179.9		
	104	III	ВНК -173.8		-182		
	ТЮ-2			-173.8			
J2-IV	ТЮ-1	I	ВНК -215.8	-215.81			
	1	II			-202.1		
	105				-216.9		
	109				-215.2		
	103	III	УВНК -228.1	-228.1			
	104			-211.9			
	ТЮ-2			-199.65			
J2-V	1	II	ВНК -249.3		-267		
	105				-281.1		
	109			-249.3	-260.4		
	104		ВНК -269.3	-269.3			
	ТЮ-2			-254.1			
J2-VI	ТЮ-1	I	ВНК -305.1	-305.1			
	1	II			-312		
	105				-321.7		
	109				-329.3		
	103	III	ВНК -303.3	-303.3	-303.3		
	104			-287.4			
	2				-358.7		
	ТЮ-2			-269.5			
J1-I	ТЮ-1	I	ВНК --346.6	-346.6	-347.3		
	1	II			-354.3		
	105				-365		
	109				-372.4		
	2	III	ВНК -351.1-359.1		-390.1		
	103			-351.1	-351.1		
	104			-354.4	-354.4		
	ТЮ-2			-359.1	-366.15		

Продолжение таблицы 2.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Т-I	ТЮ-1	I	ВНК -460.3	-460.3	-461.3	-451,8	
	1	II	ВНК -444.8	-444.8	-444.8	-444.4	-437.4
	105				-444.5		-442
	109				-448.2		
	2	III	ВНК -430.3-431.3		-453		
	103			-430.3	-430.3		
	104			-430.5		-419.5	
	ТЮ-2			-431.25			
Т-II	ТЮ-1	I			-493.9		
	1	II	ВНК -491	-491	-491		
	109				-491.3		
	2	III	ВНК -460.7 -463.3		-494.4		
	103			-463.3	-467.1	-460.1	
	104			-459.5	-461.8		
	ТЮ-2			-460.7	-460.7	459,1	

2.2 Физико-химические свойства нефти и воды

Изучение характеристика физико-химических свойств и состава нефти месторождения Таган Южный проводилась в 1990 г. и 2008 г. в лабораториях АО МЭ КазНИГРИ, ТОО «КАСПИЙМУНАЙГАЗ».

Исследования нефти проводились в соответствии с ГОСТами.

Всего на месторождении изучено 9 проб нефти из 5 скважин в поверхностных условиях.

Из скважин 103, 104 и ТЮ-1 были отобраны глубинные пробы нефти, однако в связи с высокой вязкостью нефти и отсутствием газа в пластовом флюиде в пробоотборниках не образовалась газовая фаза, что сделало проведение стандартных лабораторных исследований глубинных проб невозможным.

2.2.1 Свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб нефти из 5 скважин (Г-1, Г-2, 103, 104, ТЮ-2). Пробы отобраны из продуктивных горизонтов J₂-I, J₂-II, J₁- I, Т-I, Т-II. Из них после предыдущего ОПЗ-1992 г отобраны 5 проб из нижнеюрского и триасового горизонтов

Состав и свойства нефти по горизонтам, скважинам приведены в табл.2.3.

Горизонт J₂-I Состав и свойства нефти изучены по 2 пробам из 2-х скважин Г-1, Г-2. Проба из скважины Г-2 отбракована, в связи с завышенными значениями вязкости.

Плотность нефти составляет 0,956 г/см³, нефть по плотности относится к битуминозной.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,19% масс по скважине Г-1, 0,52% масс по скважине Г-2). Содержание парафина составляет 1,82% масс по скважине Г-1 (парафинистая). Температура застывания колеблется от -14 °С, вспышки 140 °С.

По скважине Г-1 информация по вязкости при 20⁰С отсутствует, однако при 50⁰С составляет 684,03 мм²/с что подтверждает высокую вязкость нефти.

Нефть высокосмолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 21,98% масс.

Горизонт J₂-II Состав и свойства нефти изучены по 1 пробе из 1-ой скважины Г-1.

Плотность нефти составляет 0,972 г/см³, нефть по плотности относится к битуминозной.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,49% масс). Содержание парафина составляет 0,47% масс (малопарафинистая). Температура застывания составляет 11 °С, вспышки - 137⁰С.

Информация о кинематической вязкости нефти при 20⁰С по скважине отсутствует, однако при 50⁰С составляет 1785,55 мм²/с, что означает очень высоковязкую нефть.

Нефть высокосмолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 29,5% масс.

Горизонт J1-I Состав и свойства нефти изучены по 2 пробе из скважины 103.

Плотность нефти составляет 0,910 г/см³, нефть по плотности относится к битуминозной.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,43% масс). Содержание парафина составляет 3,03% масс (малопарафинистая). Температура застывания составляет -17⁰С, вспышки - 149⁰С.

Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С 673,3, при 50⁰С составляет 108,8 мм²/с, нефть высоковязкая.

Нефть высокосмолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,02% масс.

Горизонт T-I Состав и свойства нефти изучены по 2 пробам из скважин Г-1, 104.

Плотность нефти составляет 0,905 г/см³, нефть по плотности относится к битуминозной.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,31% масс). Содержание парафина составляет 2,43% масс (малопарафинистая). Температура застывания составляет -20⁰С, вспышки 130⁰С.

Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С составляет 108,8 мм²/с, высоковязкая.

Нефть смолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,7 % масс.

Горизонт T-II Состав и свойства нефти изучены по 2 пробам из 2 скважин 103 и ТЮ-2.

Плотность нефти в среднем составляет 0,894 г/см³, нефть по плотности относится к тяжелой.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,30% масс). Содержание парафина составляет 4,09% масс (парафинистая). Температура застывания составляет -25⁰С, вспышки 104⁰С.

Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С составляет 303,3 мм²/с, что означает очень высокую вязкость.

Нефть смолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,83 % масс.

Таблица 2.2.1 – Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.12.2025 г.

№№ скв.	Дата отбора проб	Интервал перфорации, м	Плотность нефти при 20°С, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с					Температура, °С		Содержание, % масс						Коксуемость, % масс.	Фракционный состав по Энглеру, % об					
				20°С	30°С	40°С	50°С	100°С	вспышки	застывания	парафина	серы	смола силикателевых	асфальтенов	воды	механических примесей		НК	100°	150°	200°	250°	300°
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Горизонт J2-I																							
Г-1	12,11,1990	240-262,8	0,956	-	-	-	684,03	64,63	140	-14	1,82	0,19	21,82	2,63	следы	0,07	4,48	215	-	-	-	2	9.2
Г-2	19,05,1990	271-277	0,934	5025,52	2217,80	952,12	462,67	47,64	158	7	0,23	0,52	22,13	2,30	9,60	0,14	6,82	215	-	-	-	2.4	8.4
Среднее по горизонту			0,945	5025,52	2217,80	952,12	573,35	56,14	149	-3,5	1,03	0,36	21,98	2,47	9,60	0,11	5,65	215				2,2	8,8
Горизонт J2-II																							
Г-1	27,10,1990	274-288	0,972	-	-	-	1785,55	132,93	137	11	0,47	0,49	29,46	6,89	2,40	2,11	7,73	243	-	-	-	-	8
Горизонт J1-I																							
103	23,12,2024г	488,5 – 505	909,5	616,83			97,65		147	-18	3,10	0,42	12,17	0,11	5,60	0,05	2,74	203				5	10
103	16,01,2025г	488,5 – 505	909,7	729,79			119,84		150	-16	2,95	0,43	13,86	0,13	4,80	0,04	3,00	216		0,5		4.5	10
Среднее по горизонту			909,6	673,31			108,75		149	-17	3,03	0,43	13,02	0,12	5,20	0,05	2,87	210		0,50		4,75	10,00
Горизонт Т-I																							
Г-1	02,09,1990	597-601	0,905	560,21	245,85	137,98	86,71	18,50	128	-18	0,33	0,23	13,80	0,67	следы	0,02	3,80	220	-	-	-	2	14.8
104	16,01,2025г	565,2 – 584,3	0,905	477,650			83,950		132	-22	4,530	0,380	13,600	0,180	10,400	0,010	3,210	214		0,500		3.0	12
Среднее по горизонту			0,905	518,93			85,33		130	-20	2,43	0,31	13,70	0,43	10,40	0,02	3,51	217		0,50		2,5	13,4
Горизонт Т-II																							
103	01,05,2008	602,5-616	0,895	314,43	-	-	59,32	-	77	ниже -20	2,66	0,28	15,13	0,54	6,80	0,05	2,16	-	-	-	-	-	-
ТЮ-2	18,11,2025г	607-609	0,893	292,200	156,960	89,970	56,980	10,840	132	-25,	5,510	0,320	12,530	0,030	2,000	-	3,010	230				3	10
Среднее по горизонту			0,894	303,32			58,15	10,84	104,50	-25	4,09	0,30	13,83	0,29	4,40	0,05	2,59	230				3	10

2.2.2 Физические свойства и химический состав подземных вод

Район месторождения Таган Южный относится к юго-восточной части Прикаспийского артезианского бассейна, гидрогеологические условия, в пределах которого, весьма своеобразны и сложны.

Отличительной чертой строения бассейна в этом районе является многоярусность, сложная соляно-купольная тектоника, преобладание в разрезе глинистых слабопроницаемых разностей пород, наличие штоков каменной соли, которые сравнительно близко подходят к дневной поверхности, сугубо равнинный рельеф дневной поверхности, аридный климат с небольшим количеством осадков и значительной испаряемостью.

В пределах территории Прикаспийской впадины выделяются два типа водонапорных систем – элизионный и инфильтрационный, которые состоят из нескольких нефтегазоводонапорных комплексов: нижнемелового, юрского, верхнепермско-триасового, нижнепермского, каменноугольного и возможно, верхнедевонского.

На месторождении Таган Южный специальные гидрогеологические исследования не производились.

На месторождении Таган Южный отобраны 9 проб воды в пластовых условиях из меловых, юрских и триасовых горизонтов. После ОПЗ-1992 отобраны 2 пробы из скважин 103 и 104 в отложениях нижней юры и триаса.

Верхнепермско-триасовый комплекс литологически представлен преимущественно терригенными отложениями и формируется из горизонтов нижнего, среднего и верхнего триаса. Водовмещающими породами являются пески, песчаники, алевролиты, перекрытые глинистыми пластами.

Воды этого горизонта – рассолы хлоркальциевого типа средней метаморфизации. Они относятся к нижней гидрохимической зоне.

Коэффициенты метаморфизации к сульфатности, соответственно, равны 0,75 и 0,95. Жесткость – 900 мг/экв. Максимальная минерализация вод триасового горизонта достигает 240 г/л.

При испытании скважины Г-1 месторождения Таган Южный в интервалах, соответственно, 584-594 м и 597-601 м получен приток пластовой воды дебитом 39,6 м³/сут при Нср.дин. – 240,5 м и 75,6 м³/сут при Нср.дин. – 266 м. По классификации Сулина они относятся к хлоркальциевому типу III класса, удельный вес 1,092 г/см³, соленость в среднем 12,1°Be.

В скважине 104 плотность воды составляет 1,078, минерализация 109 г/л, по классификации Сулина относится к хлоркальциевому типу III класса.

Плотность вод, как и минерализация, с глубиной возрастает.

Юрский нефтегазоводонапорный комплекс включает в себя горизонты нижней, средней юры. Литологически нижнесреднеюрские отложения представлены терригенными образованиями. Водовмещающими породами являются разномеристые пески, песчаники и алевроиты, перекрытые глинистыми пластами.

В скважине 103 плотность воды составляет 1,066, минерализация 928 г/л, по классификации Сулина относится к хлоркальциевому типу III класса.

При испытании интервалов 372-376 м (скважина Г-1), 308-320 м и 334-339 м (скважина Г-2) месторождения Таган Южный получены притоки пластовой воды дебитом от 32,4 м³/сут при Нср.дин. – 169 м до 40,8 м³/сут при Нср.дин. – 226 м (интервал перфорации 334-339 м), при Нср.дин. – 210 м (интервал перфорации 308-320 м). По классификации Сулина вода с интервалом перфорации 372-376 м относится к хлоромagneиeвому типу III класса, а что касается интервалов перфорации 308-320 м и 334-339 м, вода относится к сульфатно-натриевому типу III и II класса. Удельный вес варьируется от 1,008 г/см³ до 1,016 г/см³, солeность от 1,2 до 2,2°Be.

Водоносная серия нижнемеловых отложений литологически сложена терригенными образованиями нижеследующих стратиграфических уровней: неокома, апта, нижнего-среднего альба и альб-сеномана.

Водовмещающими породами являются разномеристые пески, песчаники, перекрытые глинистыми пластами, мощность и количество которых увеличивается в направлении Каспийского моря.

Подземные воды комплекса залегают в довольно широком диапазоне глубин не только в региональном плане, но и в пределах отдельно взятых солянокупольных структур.

Водообильность пород этого комплекса колеблется в широких пределах и обуславливается, главным образом, емкостными и коллекторскими свойствами пород – коллекторов.

В скважине Г-2 месторождения Таган Южный при испытании объекта 196-201 м в нижнемеловых отложениях получена пластовая вода дебитом 3,3 м³/сут при Нср.дин. – 141 м. Удельный вес её – 1,003 г/см³, солeность – 0,6°Be, общая жесткость – 6,0. По химическому составу – это рассолы гидрокарбонатно-натриевого типа I класса.

В соответствии с требованием комплексного подхода к изучению ресурсов полезных ископаемых, в нефтях и пластовых водах месторождений определялось содержание металлов и редких элементов.

В пластовых водах месторождения Таган Южный в юрской и меловой частях разреза содержание лития (Li) колеблется от 0,05 до 0,22 мг/л, рубидия (Rb) от 0,02 до 0,05 мг/л,

цезия (Cs) от 0,03 до 0,05 мг/л, стронция (Sr) от 2,9 до 4,0 мг/л. Содержание йода (J) варьируется от 2,1 до 18,48 мг/л, брома (Br) от 5,32 до 50 мг/л в меловых, юрских и триасовых отложениях.

Таблица 2.2.2 – Химический состав и физические свойства подземных вод

№ скв	Интервал отбора, м	Дата отбора	Горизонт	Плотность, г/см3	рН	Компонентный состав, мг/л						Общая минерализация, г/дм3	Коэффициент метаморфизации					Микрокомпоненты, мг/л		Тип воды по В.А. Сулину	Соленость, 0Be	Кинематич. вязкость при 20 С, мм2/с	Общая жесткость, мг-экв/л
						Na+ +K+	Ca2+	Mg2+	CL-	SO4 2-	HCO 3-		rNa/r Cl	rCa/r Mg	rSO4+100/rSO4 +rCl	rCl-rNa/r Mg	rCl-rNa/rSO4	J	Br				
Г-1	186,6-191,2	18.11.1990	K1br	1,026	8	11705,8	978,9	1162,9	19911,9	2328,2	357,9		0,9	0,84	7,94	0,9		2,1	13,3	хлоромagneзий	3,6	1,07	106,87
Г-2	196-201	17.06.1990	K1br	1,003	8	2103,5	60,1	36,4	2304,2	1165,1	502,6		1,41	1	27,18	-	1,09	4,03	5,32	гидрокарбонатный	0,6	1,1	6
Г-2	308-320	04.05.1990	Ю2-II	1,008	>8	4540	120,2	36,4	6558,2	983,4	61		1,06	2	9,96	-	0,6	3,36	7,98	сульфатно-натриевый	1,22	0,99	9
Г-2	334-339	06.04.1990	J2	1,008	>8	4310,6	120,2	729,6	6203,7	1060	146,5		1,07	1	11,2	-	0,65	3,36	7,98	сульфатно-натриевый	1,25	0,99	12
Г-1	372-376	14.10.1990	Ю2-III	1,016	>8	7615,4	296,4	359,8	12239,8	1154,5	385,6		0,96	0,5	6,51	0,47		5,04	13,3	хлоромagneзий	2,2	0,92	44,38
Г-1	584-589	07.08.1990	T	1,092	>8	46322,7	734,6	780,1	74731,1	200,6	212,5		0,95	0,57	0,2	1,45		12,6	45,75	хлорокальциевый	12,2	0,91	-
Г-1	597-601	17.06.1990	T-I	1,092	>8	45325,2	825,3	657,7	72996,5	226,7	229		0,95	0,74	0,23	1,59		18,5	50	хлорокальциевый	12	0,91	96,09
103	488.8-505	27.01.2025	J1-I	1.066	7.4	34715.1	940.6	428.0	55920.9	290.6	527.64	92822.91	0,96	1,33		1,92		45.22	50.4	хлорокальциевый	9.2	1.13	82.14
104	565.2 – 584.3	27.01.2025г	T-I	1.078	7.6	39872.9	1363.3	810.9	64278.1	1968.3	908.74	109202.31	0.96	1.02		1.18		4.2	31.92	хлорокальциевый	10.9	1.18	134.72

2.3 Запасы нефти

В 2026г ТОО «КАЗНИГРИ» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти месторождения Таган Южный по состоянию на 01.09.2025г», рассмотренный и утвержденный ГКЗ РК.

Подсчитанные запасы нефти по месторождению в пределах горного отвода составляют:

По категории C_1 геол./извл. – 2109/386тыс.т.

Запасы нефти за пределами горного отвода составляют:

По категории C_1 геол./извл. – 354/66тыс.т;

Запасы нефти в целом по месторождению и их распределение по горизонтам, блокам и подблокам представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3.1 Подсчет запасов нефти месторождения Таган Южный по состоянию изученности на 01.12.2025г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Ср.взв. эффект. нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, д.е.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т
							пористости	нефтенасыщенн ости	пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
В пределах контрактной территории													
K1-I	I	чн	C ₂	27	5.1	138	0,25	0,72	0,97	0,956	23	0,100	2
		вн	C ₂	65	3.4	220	0,25	0,72	0,97	0,956	37	0,100	4
	Всего по блоку I		C ₂	92	3.9	358					60		6
	III	чн	C ₂	142	5.5	786	0,27	0,63	0,97	0,956	124	0,100	12
		вн	C ₂	179	2.4	437	0,27	0,63	0,97	0,956	69	0,100	7
	Всего по блоку III		C ₂	321	3.8	1223					193		19
Всего по K1-I			C ₂	413	3.8	1581					253		25
K1-II	I	чн	C ₂	20	9.9	197	0,26	0,64	0,97	0,956	30	0,100	3
		вн	C ₂	92	5.2	480	0,26	0,64	0,97	0,956	74	0,100	7
	Всего по блоку I		C ₂	112	6.0	677					104		10
	III	чн	C ₂	76	6.7	512	0,29	0,61	0,97	0,956	84	0,100	8
		вн	C ₂	205	3.4	699	0,29	0,61	0,97	0,956	115	0,100	12
	Всего по блоку III		C ₂	281	4.3	1211					199		20
Всего по K1-II			C ₂	393	4.8	1888					303		30
K1-III	I	чн	C ₂	24	4.5	108	0,23	0,66	0,97	0,956	15	0,100	2
		вн	C ₂	25	2.4	60	0,23	0,66	0,97	0,956	8	0,100	1
	Всего по блоку I		C ₂	49	3.4	168					23		3
	III	чн	C ₂	140	7.0	979	0,25	0,55	0,97	0,956	125	0,100	13
		вн	C ₂	109	2.6	285	0,25	0,55	0,97	0,956	36	0,100	4
	Всего по блоку III		C ₂	249	5.1	1264					161		17

Продолжение таблицы 2.3.1

Продолжение таблицы 2.3.1													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Всего по К1-III			C2	298	4,8	1432					184		20
J2-I	I	чн	C2	21	3,0	64	0,26	0,62	0,97	0,956	10	0,123	1
		вн	C2	75	2,1	159	0,26	0,62	0,97	0,956	24	0,123	3
	Всего по блоку I		C2	96	2,3	223					34		4
	II	чн	C1	337	4,9	1639	0,23	0,59	0,97	0,956	206	0,164	34
		вн	C1	81	3,6	295	0,23	0,59	0,97	0,956	37	0,164	6
		чн	C2	21	6,4	134	0,23	0,59	0,97	0,956	17	0,123	2
		вн	C2	374	2,7	1010	0,23	0,59	0,97	0,956	127	0,123	16
	Всего по блоку II		C1	418	4,6	1934					243		40
			C2	395	2,9	1144					144		18
	III	чн	C1	195	7,6	1479	0,26	0,69	0,97	0,956	246	0,164	40
		вн	C1	191	6,2	1177	0,26	0,69	0,97	0,956	196	0,164	32
		чн	C2	260	7,4	1919	0,26	0,69	0,97	0,956	319	0,123	39
		вн	C2	293	3,9	1146	0,26	0,69	0,97	0,956	191	0,123	23
	Всего по блоку III		C1	386	6,9	2656					442		72
			C2	553	5,5	3065					510		62
Всего по горизонту J2-I			C1	804	5,7	4590					685		112
			C2	1044	4,2	4432					688		84
J2-II	I	чн	C2	45	38,1	1715	0,25	0,81	0,97	0,972	327	0,123	40
		вн	C2	66	27,6	1824	0,25	0,81	0,97	0,972	348	0,123	43
	Всего по блоку I		C2	111	31,9	3539					675		83
	II	вн	C2	409	9,2	3750	0,32	0,81	0,97	0,972	916	0,123	113
	Всего по блоку II		C2	409	9,2	3750					916		113
	III	чн	C2	65	7,5	490	0,24	0,68	0,97	0,972	75	0,123	9
		вн	C2	731	5,8	4247	0,24	0,68	0,97	0,972	653	0,123	80
	Всего по блоку III		C2	796	6,0	4737					728		89
Всего по горизонту J2-II			C2	1316	9,1	12026					2319		285
J2-III	I	чн	C2	56	3,8	214	0,22	0,64	0,97	0,972	28	0,123	3
		вн	C2	45	1,7	77	0,22	0,64	0,97	0,972	10	0,123	1
	Всего по блоку I		C2	101	2,9	291					38		4
	III	чн	C2	5	15,2	76	0,27	0,77	0,97	0,972	15	0,123	2
		вн	C2	65	7,1	461	0,27	0,77	0,97	0,972	90	0,123	11
	Всего по блоку III		C2	70	7,7	537					105		13
Всего по горизонту J2-III			C2	171	4,8	828					143		17
J2-IV	I	чн	C2	56	8,3	466	0,24	0,58	0,97	0,972	61	0,123	8
		вн	C2	60	7,6	458	0,24	0,58	0,97	0,972	60	0,123	7
	Всего по блоку I		C2	116	8,0	924					121		15
	III	чн	C2	184	3,0	560	0,21	0,53	0,97	0,972	59	0,123	7

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		вн	C2	43	1,8	77	0,21	0,53	0,97	0,972	8	0,123	1
	Всего по блоку III		C2	227	2,8	637					67		8
Всего по горизонту J2-IV			C2	343	4,6	1561					188		23
J2-V	II	вн	C2	67	1,7	114	0,22	0,72	0,97	0,972	17	0,123	2
	Всего по блоку II		C2	67		114					17		2
	III	чн	C2	62	5,6	347	0,24	0,63	0,97	0,972	49	0,123	6
		вн	C2	88	2,3	200	0,24	0,63	0,97	0,972	29	0,123	4
	Всего по блоку III		C2	150	3,6	547					78		10
Всего по горизонту J2-V			C2	217	3,0	661					95		12
J2-VI	I	чн	C2	39	11,1	432	0,23	0,55	0,97	0,972	52	0,123	6
		вн	C2	73	5,6	410	0,23	0,55	0,97	0,972	49	0,123	6
	Всего по блоку I		C2	112	7,5	842					101		12
	III	чн	C2	106	7,1	755	0,2	0,62	0,97	0,972	88	0,123	11
		вн	C2	36	4,4	158	0,2	0,62	0,97	0,972	18	0,123	2
	Всего по блоку III		C2	142	6,4	913					106		13
Всего по горизонту J2-VI			C2	254	6,9	1755					207		25
J1-I	I	вн	C2	113	7,4	834	0,24	0,77	0,97	0,909	136	0,123	17
	Всего по блоку I		C2	113	7,4	834					136		17
	III	вн	C1	172	10,2	1754	0,25	0,76	0,97	0,909	294	0,164	48
	Всего по блоку III		C1	172	10,2	1754					294		48
Всего по горизонту J1-I			C1	172	10,2	1754					294		48
			C2	113	7,4	834					136		17
T-I	I	чн	C1	65	52,5	3412	0,22	0,66	0,97	0,905	435	0,200	87
		вн	C1	48	46,0	2207	0,22	0,66	0,97	0,905	281	0,200	56
	Всего по блоку I		C1	113	49,7	5619					716		143
	II	вн	C2	187	10,5	1965	0,2	0,61	0,97	0,905	211	0,150	32
	Всего по блоку II		C2	187	10,5	1965					211		32
T-I	III	чн	C1	50	16,8	840	0,22	0,58	0,97	0,905	94	0,200	19
		вн	C1	168	7,2	1212	0,22	0,58	0,97	0,905	136	0,200	27
	Всего по блоку III		C1	218	9,4	2052					230		46
Всего по горизонту T-I			C1	331	23,2	7671					946		189
			C2	187	10,5	1965					211		32
T-II	II	вн	C2	254	5,0	1277	0,19	0,59	0,97	0,894	124	0,150	19
	Всего по блоку II		C2	254	5,0	1277					124		19
	III	вн	C1	216	8,2	1768	0,20	0,60	0,97	0,894	184	0,200	37
	Всего по блоку III		C1	216	8,2	1768					184		37
Всего по горизонту T-II			C1	216	8,2	1768					184		37
			C2	254	5,0	1277					124		19

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Итого в пределах контрактной территории			C1	1523		15783					2109		386
			C2	5003		30240					4851		589
За пределами контрактной территории													
K1-I	I	чн	C2	47	7,3	345	0,25	0,72	0,97	0,956	58	0,100	6
		вн	C2	16	5,3	85	0,25	0,72	0,97	0,956	14	0,100	1
	Всего по блоку I		C2	63	6,8	430					72		7
	III	чн	C2	6	6,3	38	0,27	0,63	0,97	0,956	6	0,100	1
	Всего по блоку III		C2	6	6,3	38					6		1
Всего по K1-I			C2	69	6,8	468					78		8
K1-II	I	чн	C2	31	9,8	304	0,26	0,64	0,97	0,956	47	0,100	5
		вн	C2	25	6,2	154	0,26	0,64	0,97	0,956	24	0,100	2
	Всего по блоку I		C2	56	8,2	458					71		7
K1-II	III	вн	C2	4	9,5	38	0,29	0,61	0,97	0,956	6	0,100	1
	Всего по блоку III		C2	4	9,5	38					6		1
Всего по K1-II			C2	60	8,3	496					77		8
K1-III	I	чн	C2	36	4,6	166	0,23	0,66	0,97	0,956	23	0,100	2
		вн	C2	7	3,0	21	0,23	0,66	0,97	0,956	3	0,100	0
	Всего по блоку I		C2	43	4,3	187					26		2
	III	чн	C2	5	8,4	42	0,25	0,55	0,97	0,956	5	0,100	1
		вн	C2	77	3,6	280	0,25	0,55	0,97	0,956	36	0,100	4
	Всего по блоку III		C2	82	3,9	322					41		5
Всего по K1-III			C2	125	4,1	509					67		7
J2-I	I	чн	C2	35	3,0	104	0,26	0,62	0,97	0,956	16	0,123	2
		вн	C2	20	2,2	44	0,26	0,62	0,97	0,956	7	0,123	1
	Всего по блоку I		C2	55	2,7	148					23		3
	II	чн	C1	1	3,0	3	0,23	0,59	0,97	0,956	0	0,164	0
		вн	C1	3	2,7	8	0,23	0,59	0,97	0,956	1	0,164	0
		вн	C2	8	1,9	15	0,23	0,59	0,97	0,956	2	0,123	0
	Всего по блоку II		C1	4	2,8	11					1		0
			C2	8	1,9	15					2		0
	III	вн	C1	168	3,4	566	0,26	0,69	0,97	0,956	94	0,164	15
		чн	C2	4	7,3	29	0,26	0,69	0,97	0,956	5	0,123	1
		вн	C2	80	1,0	80	0,26	0,69	0,97	0,956	13	0,123	2
J2-I	Всего по блоку III		C1	168	3,4	566					94		15
			C2	84	1,3	109					18		3
Всего по горизонту J2-I			C1	172	3,4	577					95		15
			C2	147	1,9	272					43		6
J2-II	I	чн	C2	5	38,6	193	0,25	0,81	0,97	0,972	37	0,123	5

Продолжение таблицы 2.3.1

Продолжение таблицы 2.3.1													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		вн	C2	63	23,7	1493	0,25	0,81	0,97	0,972	285	0,123	35
	Всего по блоку I		C2	68	24,8	1686					322		40
	III	чн	C2	2	20,5	41	0,24	0,68	0,97	0,972	6	0,123	1
		вн	C2	3	17,3	52	0,24	0,68	0,97	0,972	8	0,123	1
	Всего по блоку III		C2	5	18,6	93					14		2
Всего по горизонту J2-II			C2	73	24,4	1779					336		42
J2-III	I	чн	C2	46	1,1	52	0,22	0,64	0,97	0,972	7	0,123	1
		вн	C2	17	1,2	20	0,22	0,64	0,97	0,972	3	0,123	0
	Всего по блоку I		C2	63	1,1	72					10		1
	III	вн	C2	5	9,6	48	0,27	0,77	0,97	0,972	9	0,123	1
	Всего по блоку III		C2	5	9,6	48					9		1
Всего по горизонту J2-III			C2	68	9,6	120					19		2
J2-IV	I	чн	C2	59	7,4	435	0,24	0,58	0,97	0,972	57	0,123	7
		вн	C2	11	9,3	102	0,24	0,58	0,97	0,972	13	0,123	2
	Всего по блоку I		C2	70	7,7	537					70		9
J2-IV	III	чн	C2	5	5,4	27	0,21	0,53	0,97	0,972	3	0,123	0
	Всего по блоку III		C2	5	5,4	27					3		0
Всего по горизонту J2-IV			C2	75	7,5	564					73		9
J2-V	II	вн	C2	7	1,7	12	0,22	0,72	0,97	0,972	2	0,123	0
	Всего по блоку II			7	1,7	12					2		0
	III	чн	C2	4	1,8	7	0,24	0,63	0,97	0,972	1	0,123	0
	Всего по блоку III		C2	4	1,8	7					1		0
Всего по горизонту J2-V			C2	11	1,7	19					3		0
J2-VI	I	чн	C2	51	11,0	562	0,23	0,55	0,97	0,972	67	0,123	8
		вн	C2	13	7,8	102	0,23	0,55	0,97	0,972	12	0,123	1
	Всего по блоку I		C2	64	10,4	664					79		9
	III	чн	C2	5	10,6	53	0,2	0,62	0,97	0,972	6	0,123	1
	Всего по блоку III		C2	5	10,6	53					6		1
Всего по горизонту J2-VI			C2	69	10,4	717					85		10
J1-I	I	вн	C2	66	4,9	322	0,24	0,77	0,97	0,909	52	0,123	6
	Всего по блоку I		C2	66	4,9	322					52		6
	III	вн	C1	6	9,2	55	0,25	0,76	0,97	0,909	9	0,164	1
	Всего по блоку III		C1	6	9,2	55					9		1
Всего по горизонту J1-I			C1	6	9,2	55					9		1
			C2	66	4,9	322					52		6
T-I	I	чн	C1	57	29,4	1674	0,22	0,66	0,97	0,905	213	0,200	43
		вн	C1	8	18,4	147	0,22	0,66	0,97	0,905	19	0,200	4
	Всего по блоку I		C1	65	28,0	1821					232		47

Продолжение таблицы 2.3.1

Продолжение таблицы 2.3.1													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Т-I	II	вн	C2	2	4,0	8	0,2	0,61	0,97	0,905	1	0,150	0
	Всего по блоку II		C2	2	4,0	8					1		0
	III	чн	C1	5	19,0	95	0,22	0,58	0,97	0,905	11	0,200	2
	Всего по блоку III		C1	5	19,0	95					11		2
Всего по горизонту Т-I			C1	70	27,4	1916					243		49
			C2	2	4,0	8					1		0
Т-II	II	вн	C1	4	18,3	73	0,19	0,59	0,97	0,894	7	0,200	1
	Всего по блоку II		C1	4	18,3	73					7		1
Всего по горизонту Т-II			C1	4	18,3	73					7		1
Итого за пределами контрактной территории			C1	252		2621					354		66
			C2	765		5274					834		98
Итого по месторождению			C1	1775		18404					2463		452
			C2	5768		35514					5685		687

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Настоящий проект пробной эксплуатации (ППЭ) составлен на основе Оперативных запасов УВС, принятых на баланс ГКЗ РК (Протокол №2804-26-П от 02.02.2026г.), согласно техническому заданию ТОО «PANGEA ENGINEERING», осуществляющего право пользования недрами для разведки и добычи УВС на месторождении Таган Южный на основании контракта №5262-УВС от 23.08.2023г.

Целью пробной эксплуатации месторождения Таган Южный является:

1. Уточнение геологического строения месторождения, повышение надежности структурных построений продуктивных горизонтов;
2. Уточнение исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов и составления Проекта разработки месторождения.

При этом, с целью подготовки месторождения к подсчету запасов и проектированию промышленной разработки, в процессе пробной эксплуатации должны решаться следующие задачи:

1. Уточнение параметров коллекторов и флюидов, необходимых для подсчета геологических запасов нефти, в том числе и перевода запасов категории C_2 в более высокие категории;
2. Изучение режима работы продуктивной залежи, а также оценка потенциала упругой энергии пластовой системы;
3. Исследование продуктивных характеристик залежей по данным длительной эксплуатации скважин на различных режимах;
4. Уточнение продуктивности добывающих скважин и оптимальной депрессии на продуктивные пласты;
5. Оценка приемистости нагнетательных скважин, анализ влияния закачки на пластовое давление и выработку запасов;
6. Оценка проблем, связанных с эксплуатацией скважин и добычей нефти;
7. Оценка возможности применения метода интенсификации притока паротепловой обработкой призабойных зон скважин (ПТОС);
8. Отработка вопросов сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти.

Пробная эксплуатация уменьшает технический и экономический риск проведения полномасштабной разработки месторождения.

Выполнение задач пробной эксплуатации и полная реализация программы исследовательских работ в настоящем проекте предусмотрены на период 01.06.2026-31.06.2029гг.

3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

Пространственные границы залежей горизонтов для проведения проекта пробной эксплуатации основаны на результатах Оперативного Подсчета Запасов 2026г.

В 1983-1984гг. сейсмической партией №32/83-84 Центральной ГПЭ в комплексе со структурным бурением проводились сейсмические исследования МОГТ в пределах солянокупольных структур Таган Северный, Тогускенушак, Мырзажар, Алатау Северный, Карамурат. В результате работ составлены геологическая карта, структурные карты по III, V, PT и VI отражающим горизонтам. Также изучено геологическое строение отложений надсолевого комплекса и положение кровли соли.

В 1988-1990гг. с применением невзрывных источников ГСК-6 отработаны (с/п 9/88-90, Ахметкалиева Г.) заполняющие поисковую сеть профиля, в результате чего получены дополнительные данные о строении площади и появилась возможность для подготовки отдельных крыльев структур (в том числе Таган Южный) под глубокое бурение.

В 1989-1991гг. Северо-Эмбинской нефтегазоразведочной экспедицией проведены нефтегазопроисловые буровые работы на площади Таган Южный-Карасай, пробурены 7 глубоких разведочных скважин: Г-1, Г-2, Г-3, Г-7 на Тагане Южном, Г-4, Г-6, Г-10 на Карасае. В контрактную территорию входят скважины: Г-1, Г-2, 103, 104, 105, 109. Скважины Г-3, Г-4, Г-6, Г-7, Г-10 не входят в участок недр недропользователя.

С 1992г. по 2004г. месторождение находилось в консервации.

Предыдущими недропользователями на месторождении Таган Южный были пробурены опережающие добывающие скважины №№ 103, 104, 105, 109. По имеющимся материалам по результатам испытания и интерпретации материалов ГИС подтверждается нефтегазоносность в меловых и юрских отложениях. При опробовании скважин доказана продуктивность в триасовых отложениях. Из-за форс-мажорных обстоятельств, большая часть геологических материалов по месторождению была утеряна. В связи с этим, дальнейшие разведочные работы по оценке не проводились.

В 2024 г. составлен и утвержден «Проект разведочных работ по оценке месторождения Таган Южный согласно контракта №5262-УВС от 23.08.2023г.» (Протокол № 54/1 от 22.08.2024 г). Проектом предусмотрено бурение 2 независимых и 2 зависимых оценочных скважин.

В 2024 – 2025г.г. выполнены работы по расконсервации ранее пробуренных скважин №№ 103,104,105,109 и пробурены 2 оценочные скважины ТЮ-1 и ТЮ-2.

В тектоническом плане по подсолевому комплексу пород исследуемая территория расположена на северном склоне обширного Гурьевского поднятия, выделяемого по фундаменту и девонским отложениям. По надсолевым отложениям месторождение Таган Южный расположен в пределах Сагизской относительно приподнятой зоны (рис. 3.2.1).

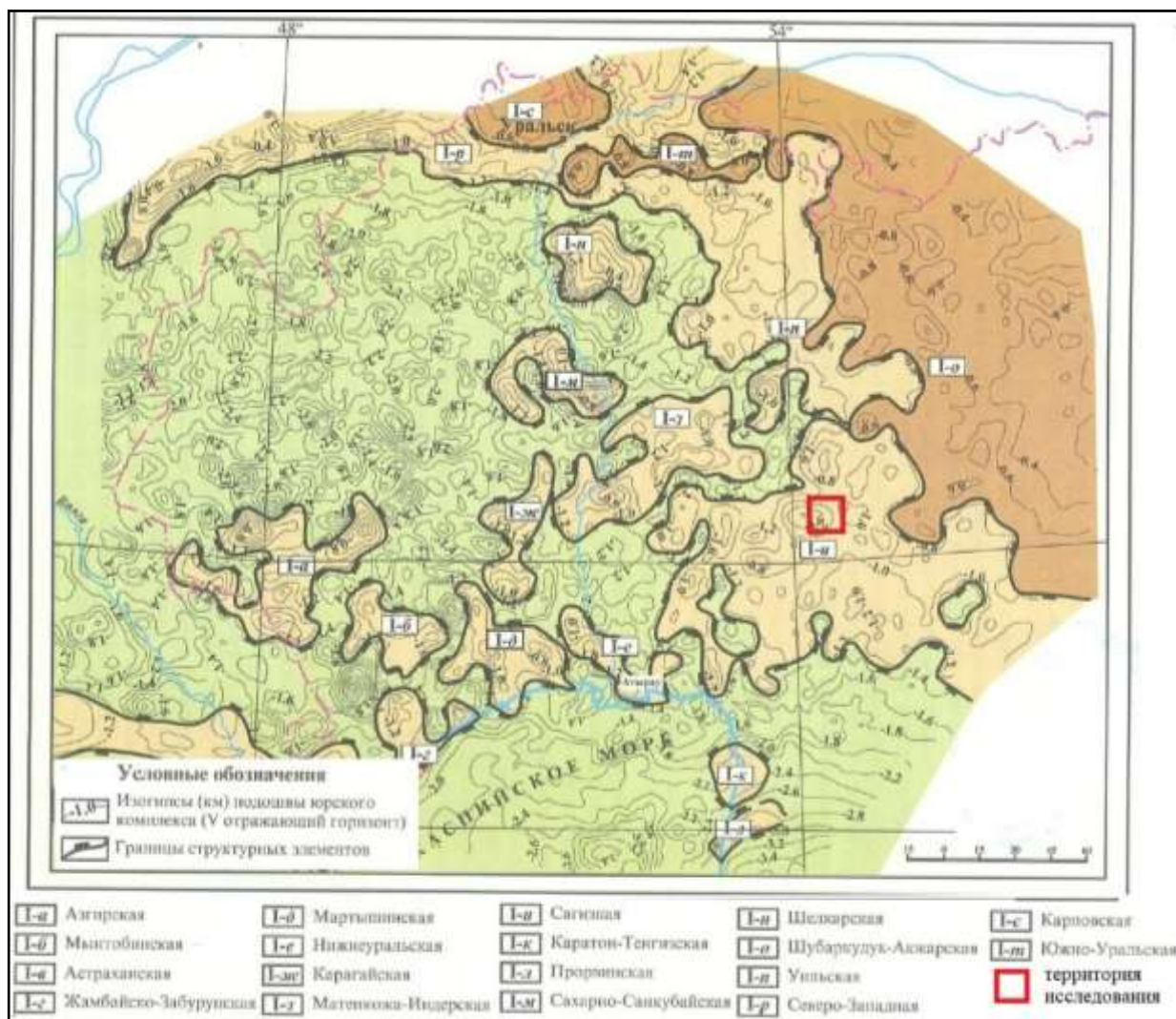
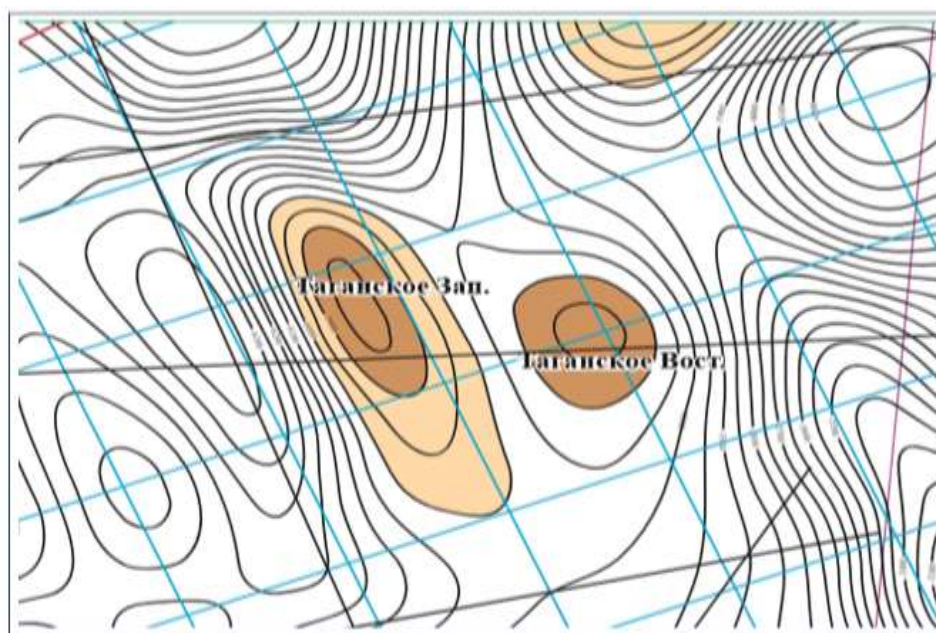


Рис. 3.2.1- Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса Прикаспийской впадины

Строение подсолевых отложений характеризует структурная карта по отражающему горизонту Π_1 , по которому закартированы крупные валообразные поднятия, среди которых выделяются Таган Западный и Таган Восточный субмеридианального простирания (рис. 3.2.2). Эти структуры ограничены изогипсой 6000 м каждая, а их вершины - 5800 и 5900 м, соответственно.



Исследуемый район относится к зоне проявления интенсивного соляного тектогенеза. Соляные купола, преимущественно, скрытопрорванного типа. По кровле соленосных отложений (ОГVI) закартированы соляные гряды. Купола Таган Северный и Таган Южный приурочены к таковой, имеющей субмеридианальное простирание (рис.3.2.3). Южнее купола Таган Южный расположены глубокопогруженные одиночные купола Боздак и Мырзажар Восточный, соединяющиеся соляным перешейком.

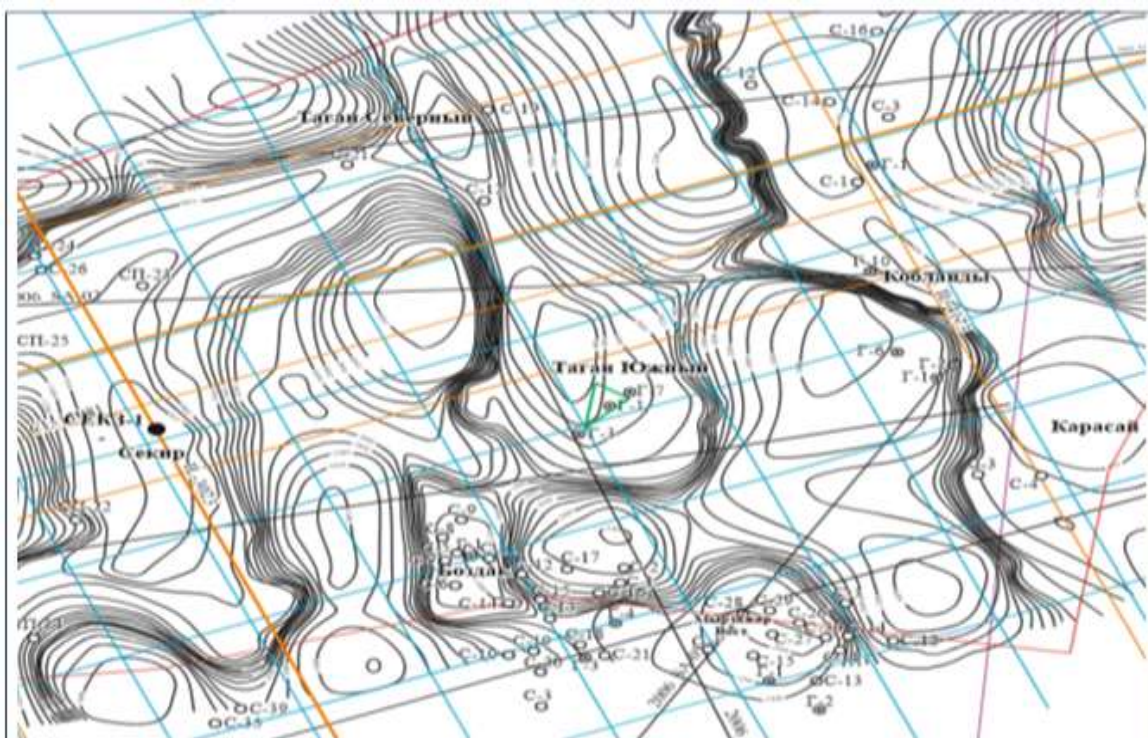


Рис. 3.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту

Наряду с соляными структурами, здесь развиты обширные межкупольные зоны, где кунгурские отложения зафиксированы на абсолютных отметках 3000-3400 м. Склоны куполов - пологие и крутые. В региональном отношении верхнепермский и значительная часть триасовых отложений залегают в межкупольных зонах, их толщина увеличивается от склонов соляных структур в направлении к центру мульд.

Соленосные структуры Таган Северный и Таган Южный, образующие соляной массив, по ОГVI по изогипсе минус 600 м имеют антиклинальное строение, вершины их находятся на одинаковом гипсометрическом уровне – абсолютной отметке 400 м. В сводовой части структуры Таган Южный выделяются два уступа соли: южный и северо-западный

Относительно подсолевого поднятия, структура Таган Южный расположена на его южном склоне.

Пробуренные на месторождении Таган Южный поисковые скважины Г-1, Г-2, Г-3 расположены на южном склоне соляного массива и вскрыли породы кунгура на глубине 780-812 м (-623-691) м. Скважина Г-7 не вскрыла эти породы, по данным сейсморазведки ОГVI в этой части структуры прослежен на абсолютной отметке 670 м.

По данным сейсмических исследований, по ОГV вдоль оси соляного вала в сводах надсолевых структур Таган Северный и Таган Южный по ОГV простирается узкий грабен, а по ОГIII- продольный сброс, разделяющие надсолевые отложения на крылья.

Структура *Таган Южный* по ОГV сбросами грабена разбита на крылья - западное и восточное.

Западное крыло приподнято относительно восточного, по замкнутой изогипсе минус 600 м выделяется полусвод, экранированный стенкой соли, вершина его закартирована на отметке минус 300 м. Разломом субмеридионального простираения структура делится на блоки. Наименьшая глубина залегания соли в пределах этого крыла равна 301м (К-2). Здесь пробурены структурно-поисковые скважины К-1,2,3,4,5,6.

С поверхности свод структуры сложен отложениями средней юры, которые сменяются к периферии осадками готерива, баррема, апта, альба и верхнего мела, и через мульду, сложенную отложениями кампана.

Восточное крыло – более обширное относительно западного, по ОГV по изогипсе минус 900 м структура имеет вид полусвода, экранированного с запада сбросом. С этой структурой связана ловушка, размеры которой равны 9,2 х 6,0 км, амплитуда- 500 м. Вершина ловушки находится на абсолютной отметке 400м. В ее своде пробурена скважина №7 глубиной 826 м, вскрывшая породы триаса в интервале 744-826 м (-587,6-669,6) м толщиной 82 м. На забое скважины выявлены породы нижних слоев триасового возраста.

По данным структурно-поискового бурения и геологической съемки в присводовой части соляной структуры выделена предграбеновая ступень, разбитая малоамплитудными поперечными сбросами на четыре поля: северное, центральное, западное и южное. В пределах ступени пробурены глубокие поисковые скважины Г-1, Г-2 и Г-3, а также опережающе-добывающие №№103, 104, 105, 109.

Северное поле является наиболее приподнятым по отношению к двум другим. Здесь пробурены скважины Г-1 и №№ 103,105, в разрезах которых выявлены нефтяные горизонты.

Скважина Г-1 глубиной 830 м, на забое вскрыты отложения соли. Триасовые отложения толщиной 210 м выделены в интервале 570-780 м (- 413-623,4) м, а средне-нижнеюрские- 213-570 (-74 - 413) м. Толщина этих пород равна 339 м.

Скважина №103 на забое (820 м) вскрыла отложения соли, а скважина №105 - глубиной 660 м- породы триаса. В разрезе выделены отложения триас-нижнемелового возраста, аналогичные по толщинам и литологическому составу изученным по разрезу скважины Г-1.

В процессе испытания из отложений средней юры в скв. Г-1 получена малодебитная, вязкая, смолистая нефть.

На центральном блоке пробурены поисковая скважина Г-2 глубиной 850м и опережающе-добывающая- №104 глубиной 660 м. В скважине Г-2 на забое вскрыты отложения кунгурского возраста, в скважине №104-триасового.

В скважине Г-2 триасовый комплекс пород выявлен в интервале 598-807 (-442 – 651) м. Толщина их достигает 209 м. Средне-нижнеюрские отложения выделены в интервале 271-598 (-115-442) м толщиной 327 м. В скважине №104 средне-нижнеюрские отложения относительно таковых, вскрытых в скважине Г-2, залегают гипсометрически выше, они отмечены в интервале 231-551(-73,5-393,5) м, толщина их составляет 307 м.

В разрезах этих скважин также выделены нефтяные горизонты.

На западном поле пробурена скважина Г-3 глубиной 880 м, вскрывшая на забое отложения соли. Триасовые отложения в разрезе вскрыты в интервале 614-812 м (-439-691) м толщиной 198 м, средне-верхнеюрские- в интервале 276-614 м (-155-493) м толщиной 338 м.

Структурный план структуры Таган Южный по подошве меловых отложений аналогичен нижележащему- по подошве юрских пород. По ОГШ структура также представляется двухкрылой.

На восточном крыле структура в виде полусвода ограничена изогипсой минус 450 м. Свод ее находится на отметке минус 200 м. Глубокая скважина Г-7 вскрыла нижнемеловые

отложения в объеме ярусов- альбского, аптского, барремского и готеривского общей толщиной 329 м. Подошва нижнемеловых отложений отмечена на глубине 335 м (на абсолютной отметке 176,6 м).

В предграбеновой ступени выделены те же поля- северное, центральное, западное и южное.

Северное поле является самым приподнятым по отношению к другим, сводовая часть его сложена отложениями альб-сеномана, на которые с размывом ложатся осадки турон-сантона. В разрезе скважины Г-1 на северном поле толщина нижнемеловых отложений составляет 225 м, их подошва выделена на глубине 231м (-74,4 м).

В разрезе скважины Г-2 на центральном поле толщина нижнемеловых пород равна 267 м, их подошва (готеривский ярус) находится на отметке 271 м (-115м). Сводовая часть поля сложена отложениями альб-сеномана, сменяющимися к периферии осадками сантон-турона.

По мнению исследователей, пробуренная в оптимальных условиях скважина Г-3 на западном поле отсекала основной сброс грабена на глубине 233м, из отложений альба вошла в отложения готерива и вскрыла осадки кунгурского яруса. По результатам ГИС выдано отрицательное заключение относительно нефтегазоносности скважины, вероятно, она оказалась за контуром продуктивного горизонта.

Южное поле ограничено с севера, запада и юга сбросами. В сводовой части южное поле сложено отложениями альб-сеномана, сменяющимися к периферии осадками турон-коньяка, сантона верхнего и нижнего и кампана. Восточное крыло является участком геологического отвода.

3.3 Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

Качество и полнота гидродинамических исследований объектов дают необходимые сведения о добывных характеристиках пластов на различных депрессиях, составе УВ продукции, ее свойствах в поверхностных и пластовых условиях и гидродинамических параметрах пластов-коллекторов.

В процессе испытания разведочных скважин (Г-1, Г-2 – 1990-1991г.г.), прямых замеров (манометром) пластового давления не проводились. Тем не менее, пластовые давления по объектам испытания были получены расчетным путем по результатам замеров статических уровней.

Учитывая небольшое количество испытанных объектов в скважинах Г-1 и Г-2 для выявления закономерности изменения начального пластового давления по глубине и уточнения пластового давления в продуктивных горизонтах, использовались все расчетные

значения пластового давления, полученные при испытании этих скважин. Притоки нефти на месторождении Таган Южный получены их трех интервалов, приуроченных к продуктивным горизонтам J₂-I и J₂-II.

J₂-I горизонт

Дебит нефти опробованного интервала 240-262,8 в скважине Г-1 изменялся от 0,05 до 0,18 м³/сут при среднединамических уровнях 169-211,5 м.

Дебит нефти опробованного интервала 271-277 в скважине Г-2 изменялся от 0,36 до 5,4 м³/сут при среднединамических уровнях 93-217 м.

J₂-II горизонт

Дебит нефти опробованного интервала 274-288 в скважине Г-1 изменялся от 0,06 до 0,6 м³/сут при среднединамических уровнях 123-236 м.

В 2025г в скважинах 103 и 104 проведены исследование КВУ.

Скважина 103

Для интерпретации используются эффективная мощность по РИГИС относительно к интервалу перфорации. Средний дебит скважины взято по данным заказчика с начала ноября 3 м³/сут. Забойное давление на СИП 496,95 м равно 3,7 МПа. Пластовое давление на глубине СИП 496,95 м равно 4,0 МПа. Скважина имеет проницаемость, равную 13,5 мД. Скин-фактор равно -1,1 – призабойная зона в хорошем состоянии.

Скважина 104

Для интерпретации используются эффективная мощность по РИГИС относительно к интервалу перфорации. Средний дебит скважины взято по результату испытания 2,8 м³/сут. Забойное давление на СИП 577,05 м равно 1,9 МПа. Пластовое давление на глубине СИП 577,05 м равно 5,7 МПа. Скважина имеет проницаемость, равную 193 мД. Скин-фактор равно -3,3 – призабойная зона в хорошем состоянии.

Коэффициенты продуктивности

На основе результатов поинтервального исследования скважин методом прослеживания уровня и КВУ определены коэффициенты продуктивности для каждого исследованного интервала пласта в скважинах.

J₂-I горизонт

Коэффициент продуктивности по нефти опробованного интервала 240-262,8 м в скважине Г-1 составил 0,355 м³/(сут*МПа).

Коэффициент продуктивности по нефти опробованного интервала 271-277 м в скважине Г-2 составил 4,358 м³/(сут*МПа).

J₂-II горизонт

Коэффициент продуктивности по нефти опробованного интервала 274-288 м в скважине Г-1 составил $0,472 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

J₁-I горизонт

Коэффициент продуктивности по нефти опробованного интервала 488,9-505 м в скважине 103 составил $0,127 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

T-I горизонт

Коэффициент продуктивности по нефти опробованного интервала 271-277 м в скважине 104 составил $0,0073 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Как отмечалось выше, полученные результаты испытаний разведочных скважин не точно отражают продуктивный потенциал залежей.

Низкие дебиты по нефти опробованных интервалов связаны с высоким значением вязкости нефти, низким значением пластового давления и температуры. Также возможно, что, на полученных дебитах сказалось влияние способа вызова притока, а именно снижение уровня компрессором.

Как показывает практика, такой способ вызова притока на месторождениях с высоковязкими нефтями не отражает полный потенциал опробованных интервалов, т.е. при опробовании и освоении скважин свабированием или механизированным способом, в частности, при помощи винтовых насосов, полученные дебиты и коэффициенты продуктивности значительно выше, чем полученные при продувке, что связано с лучшей очисткой призабойной зоны от загрязнений, произошедших в процессе бурения, и возможности создания больших депрессий.

В связи с этим, в процессе пробной эксплуатации необходимо оценить продуктивность залежей и изменение продуктивности в процессе эксплуатации.

3.3.1 Методика и результаты опробования скважин

В 1961 году Гурьевской геологопоисковой нефтеэкспедицией на площади Акчилек-Таган были проведены геолого-съёмочные работы с применением небольшого объема бурения картировочной №3622 партией №1 в масштабе 1:50000, которые были закончены в 1962 году.

В 1962 году Гурьевская геологопоисковая нефтеэкспедиция проводила структурно-поисковое бурение на площади Акшелек (*Партия №7*) и Таган (*Партия №7 и №8*).

С целью изучения геологического строения в период 1989-1991гг. на площади Таган Южный пробурены 4 глубокие разведочные скважины: Г-1, Г-2, Г-3, Г-4. Все пробуренные скважины достигли проектного горизонта и были ликвидированы по геологическим причинам.

В 2008 году были пробурены опережающе - добывающие скважины №№ 103, 104, 105, 109 согласно проекту пробной эксплуатации (2007г.). В 2008 году в связи с форс-мажорными обстоятельствами большая часть геологических материалов по месторождению были утеряны.

В 2025 году расконсервация скважины начато разбуриванием цементных мостов с достижением искусственного забоя 638м. Проведены комплекс промыслово-геофизических исследований контроля за разработкой, определение тех.состояния скважины, текущей нефтенасыщенности пластов. По результатам ранее перфорированный интервал оценен как обводненный, слабонефтенасыщенный. Проведены изоляционные работы под давлением и проведена перфорация в интервале 404-408м, продуктивный горизонт J₂-V. Из-за отсутствия притока нефти из пласта и высокой плотности, освоение скважины не проводилась. Это указывает отсутствие достаточного пластового давления для выталкивания нефти к забою скважины и что механизированный метод добычи (винтовой насос) не заставить нефть двигаться сквозь горную породу к скважине. Нефть просто не движется к месту ее извлечения. В связи с этим данную скважину рассматривается как кандидата для перевода в нагнетательный фонд.

Оценочные скважины ТЮ-1 и ТЮ-2 пробурены в 2025 г. с глубиной забоя 750 и 734 м, соответственно.

Скважина Г-1

В процессе бурения проявления нефти и газа не наблюдались. В керновых материалах признаки нефти в виде пропитанности густой нефтью и запаха встречены в интервалах: 245-260м, 265-290м, 395-400м; По результатам ГИС рекомендованы к испытанию след.инт.: 597-603м (дострел 584-597м), 274-289,6м (дострел 240-262м, 186,6-191,2м). Испытание инт. 240-262,5м, Q_н=0,18м³/сут., Н ср.дин=211,5м. Испытание инт.274-288м, Q_н=0,49 м³/сут., Нср.дин=221м.

Скважина Г-2

В процессе бурения проявления нефти и газа не наблюдались. В поднятых образцах керна признаки нефти и газа не встречены. По результатам ГИС рекомендованы к испытанию след.инт.: 309,5-321м 271-279м, 197-201м, 118-137м. Испытание инт. 334-339м получен пласт.вода с уд.вес. 1,02 г/см³, Q_в=32,4 м³/сут; Инт. 308-320м, получен приток воды с уд.вес. 1,02 г/см³, Q_в=31,2 м³/сут; Испытание инт.271-277м, Получен слабоинтенсивный приток смолистой нефти Q_н=2,25 м³/сут. Испытание инт. 196-201м Получен приток воды с уд.вес. 1,02 г/см³ со следами нефти, Q_ж=3,3 м³/сут; Интервал 118-137м – сухой.

Скважина 103

В интервал 563-570м, в поднятых образцах керна, порода насыщена УВ. В буровом растворе присутствует нефть. В инт. 595-600м, 600-605м в керн представлен песчаниками, серые, темно - серые, средне-, мелкозернистые, полимиктовые, пропитанные УВ. По результатам ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в отложениях мела, юра и триаса. От 22-23.04.2008г. проведена перфорация в инт. 602,5-616м (17отв. на 1 пог.м, заряд RDX SDP-25гр., уд.вес. тех.воды 1,18 г/см³) и освоение проведена с помощью ВН. Qср.н= 8 м³/сут. В рамках «Проекта разведки ...» проведены испытательные работы в разных режимах 60,70,80,90,110,120,130 об/минв период 20.12.2024г – 31.03.2025г. За 3 месяца работы добыто 353,93 м³. жидкости. Средний дебит составило 2,8 м³/сут

Скважина 104

Отбор керна в процессе бурения скважин не проводился. По результатам комплексной интерпретации ГИС в скважине №104 площади Таган Южный при забое 661м выделены следующие нефтенасыщенные пласты в интервалах: 124.9-130.9 м; 132.2-140.0м; 153.0-154.2м; 159.0-166.1м; 258.3-262.5м; 267.4-269.1м; 345.8-349.0м; 399.7-401.9м; 421.3-423.0м; 429.1-441.1м; 473.3-478.4м; 485.0-486.5м; 487.5-505.2м; 566.9-567.5м ; 569.5-573.1м; 574.1-584.6м; 606.9-609.2м; 610.6-611.2м;

Инт.перф. 569,5-573,1м, 574,1-584,6м, (12 отв./пог.м). В рамках «Проекта разведки ...» проведены испытательные работы в разных режимах 60,70,80,90,100,120,140 об/минв период 07.01.2025г – 31.03.2025г. За 3 месяца работы добыто 223,01 м³. жидкости. Средний дебит составило 1,6м³/сут

Скважина 105

По бурению и освоению скважины полная информация отсутствует. Отбор керна в интервалах: 175-185м, 300-308м, 400-410м, 490-505м, 540-553м, 553-560м, 605-613м. Освоение с помощью ВН, перфорация (от 01.09.2008г.) в инт.перф. 599,5-604м, зарядом G, 17отв/пог.м. Qв= 5,5 м³/сут, получен пласт.вода с уд.вес. 1,03 г/см³. Информация о дальнейшей работе по освоению скважины отсутствует.

Скважина 109

По бурению и освоению скважины полная информация отсутствует. Согласно результатам исследования керна, выполн. ТОО «КазНИГРИ», отбор керна проводился в инт. 166-606,25м. По данным ГИС инт.перфорации 605,5-607,8м.

Скважина ТЮ-1

Пробурена в период с 16.11.2025г. по 01.12.2025г. Фактический забой 750м. Был отобраны керн в интервалах: 455,29-460м (длина керна 4,71м), 497-500м (длина керна 2,90м.), 575-583м (длина керна 8,26м). Эксплуатационная колонна спущена на глубину 749,80м, ЦКОД на гл.740,32м. Проведены ГИС, АКЦ и перфорационные работы для

испытание скважины. Интервал перфорации 577-592м, 605-610м, по 10 отв./пог.м, продуктивный горизонт – Т-I. Испытание скважины проводится с помощью винтового насоса. При 50 об/мин $Q_n = 5,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{зтр}=3,3\text{атм}$. $H_{дин}= 50\text{м}$. Получен безводная нефть.

Скважина ТЮ-2

Пробурена в период с 24.10.2025г. по 12.11.2025г. Фактический забой 730м. Эксплуатационная колонна спущена на глубину 727,62м, ЦКОД на гл.719,10м. Проведены ГИС, АКЦ и перфорационные работы для испытание скважины. Интервал перфорации 607-609м, по 12 отв./пог.м, продуктивный горизонт – Т-II. Испытание скважины проводится с помощью винтового насоса. При 50 об/мин $Q_n = 4,9 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{зтр}=0,2\text{атм}$. $H_{дин}= 25\text{м}$, обв., =60-70%.

3.3.2 Оценка начальных термобарических условий залегания пластов

Термобарические условия продуктивных залежей. В период пробной эксплуатации залежей на естественном режиме разработки необходим контроль за термобарическим состоянием пластовой системы. Поэтому необходимо установить начальные значения давления и температуры.

В процессе испытания разведочных скважин, прямых замеров (манометром) пластового давления не проводилось.

В связи с чем, пластовые давления по объектам испытания были получены расчетным путем по результатам замеров статических уровней.

Учитывая небольшое количество испытанных объектов в скважинах Г-1 и Г-2 для выявления закономерности изменения начального пластового давления по глубине и уточнения пластового давления в продуктивных горизонтах, использовались все расчетные значения пластового давления, полученные при испытании этих скважин.

В результате математической обработки замеров пластовых давлений, приведенных к середине абсолютных отметок исследуемых интервалов ($H_{абс}$) и глубин залегания ($H_{зал}$), получены аналитические зависимости начального пластового давления от абсолютной отметки (Рис. 3.1-3,2):

$$P_{пл} = 0.0113 * H_{зам} - 1.398, R^2 = 0.9934,$$

и глубины залегания:

$$P_{пл} = -0.0113 * H_{абс} + 0.363, R^2 = 0.9933$$

Для определения начальной пластовой температуры также использовались все замеры, снятые в интервалах испытания. Полученное при этом распределение пластовой температуры по глубине залежей описывается уравнением прямой:

$$T_{пл} = 0.0425 * H_{зам} + 10.25, R^2 = 0.9415;$$

$$T_{пл} = -0.0425 * H_{абс} + 16.886, R^2 = 0.9408$$

Полученные таким образом параметры, характеризующие начальные термобарические условия залегания продуктивных горизонтов месторождения Таган Южный, приведены в таблице 3.2.1.

Пластовое давление в продуктивных горизонтах месторождения Таган Южный меньше гидростатического (МГПД).

Наличие в пластах-коллекторах МГПД может быть объяснено тем, что на определенном этапе геологической истории создавались условия, приводящие к дефициту пластовой воды в резервуаре. Возможно, это произошло вследствие уменьшения объема жидкости, насыщающей пустотное пространство, например вследствие снижения температуры пластов-коллекторов в результате их перемещения при тектонических движениях на меньшие глубины.

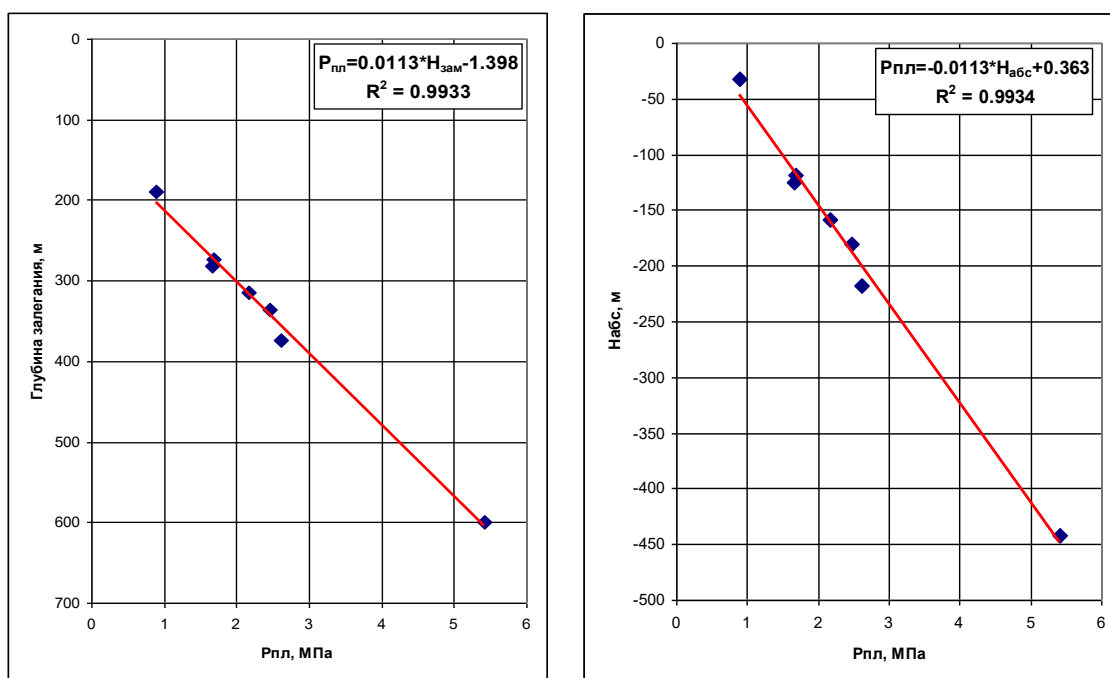


Рис. 3.1 - Зависимость пластового давления от глубины залегания и H_{абс}

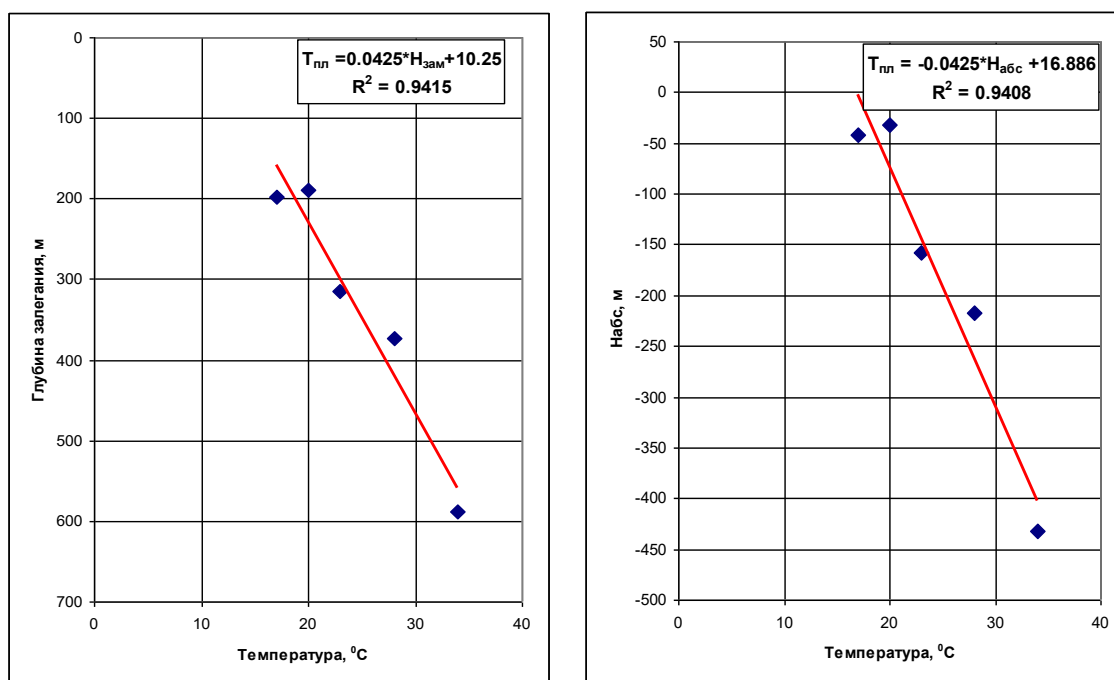
Рис. 3.2 - Зависимость температуры от глубины залегания и $H_{абс}$

Таблица 3.2.1 - Начальное термобарическое состояние продуктивных горизонтов

Продуктивный горизонт	Пластовое давление, МПа	Температура, °C
Ю-I	1,64	21,7
Ю-II	1,87	22,6

В 2025г по скважинам №103 и №104 выполнены гидродинамические исследования методом кривой восстановления давления (КВУ) с целью уточнения фильтрационно-емкостных характеристик пласта и текущего пластового давления.

Скважина №103 вскрывает горизонт J₁-I в интервале перфорации 488,9-505,0 м. Исследования КВУ проведены в период 09-12.11.2025 г. Обработка и интерпретация полученных данных выполнены в специализированном программном обеспечении с построением расчетной модели пласта. Расчетные значения давления приведены к середине интервала перфорации (СИП) - 496,95 м (рис. 3.3).

По результатам интерпретации забойное давление на глубине СИП 496,95 м составило 37,9 атм, пластовое давление - 40,25 атм. Проницаемость пласта оценивается в 13,5 мД. Коэффициент продуктивности скважины составляет 1,25 (м³/сут)/атм. Полученное отрицательное значение скин-фактора (-1,1) указывает на удовлетворительное состояние призабойной зоны.

Скважина №104 эксплуатирует горизонт Т-I в интервалах перфорации 569,5-573,1 м и 574,1-584,6 м. Исследования КВУ выполнены в период 09-17.11.2025 г. Все расчетные параметры приведены к середине интервала перфорации (СИП) — 577,05 м. Средний дебит по результатам испытания составил 2,8 м³/сут (рис. 3.4).

По результатам интерпретации забойное давление на глубине СИП 577,05 м составило 19,0 атм, пластовое давление - 57,5 атм. Проницаемость пласта определена на уровне 193 мД. Коэффициент продуктивности скважины составляет 0,072 (м³/сут)/атм. Отрицательное значение скин-фактора (-3,3) свидетельствует об улучшенном состоянии призабойной зоны и отсутствии фильтрационного сопротивления.

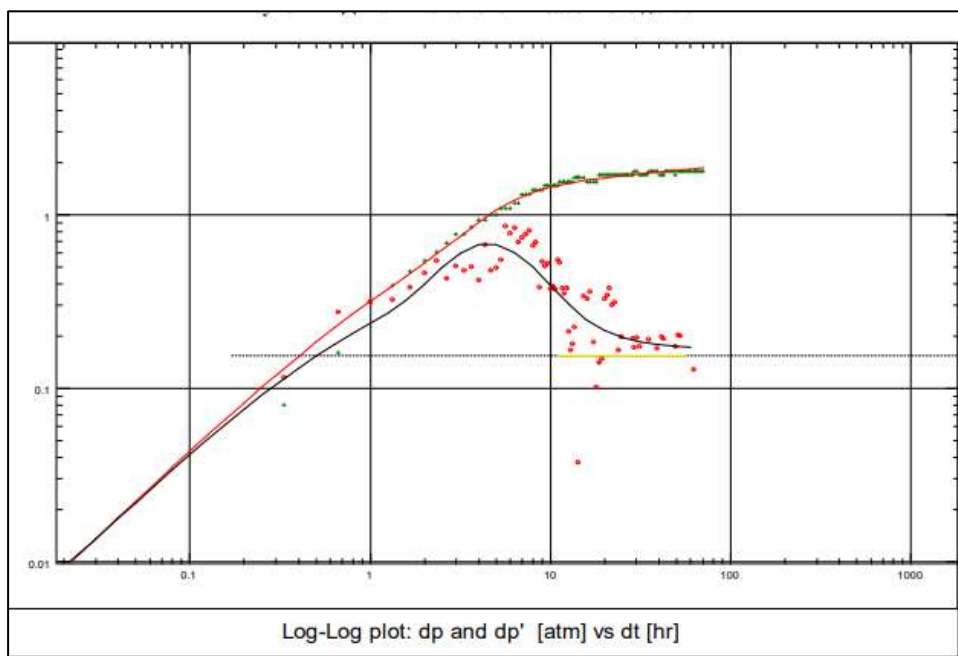


Рис. 3.3 - Диагностический график по скважине №103

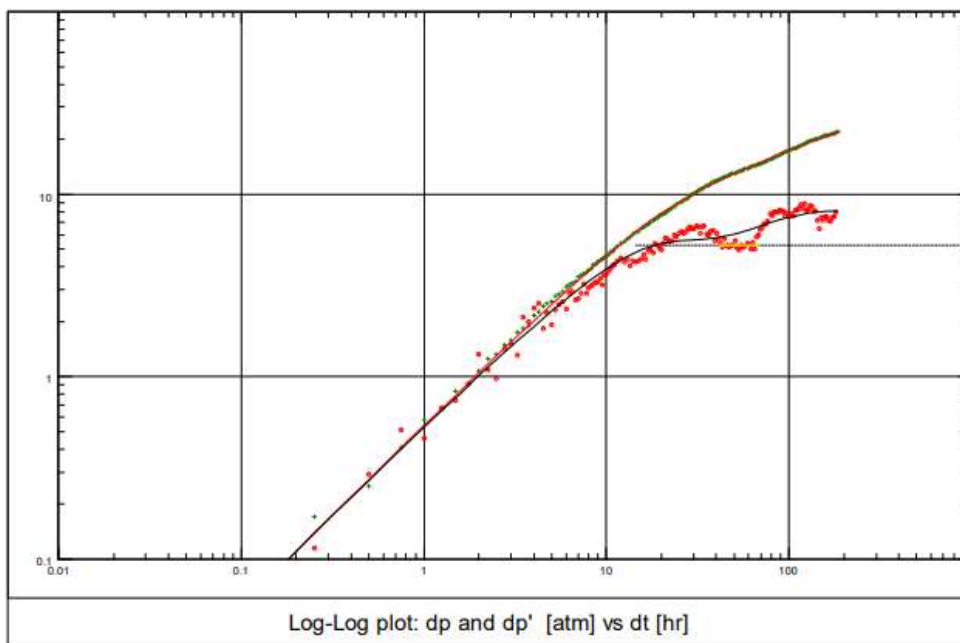


Рис. 3.4 - Диагностический график по скважине №103

3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин

В 1961 году Гурьевской геологопоисковой нефтеэкспедицией на площади Акчилик-Таган были проведены геолого-съёмочные работы с применением небольшого объема бурения картировочной №3622 партией №1 в масштабе 1:50000, которые были закончены в 1962 году.

С целью изучения геологического строения в период 1989-1991гг. на площади Таган Южный пробурены 4 глубокие разведочные скважины: Г-1, Г-2, Г-3, Г-4. Все пробуренные скважины достигли проектного горизонта и были ликвидированы по геологическим причинам.

В 2008 году были пробурены опережающе - добывающие скважины №№ 103, 104, 105, 109 согласно проекту пробной эксплуатации (2007г.). В 2008 году в связи с форс-мажорными обстоятельствами большая часть геологических материалов по месторождению были утеряны.

В 2024 – 2025г.г. выполнены работы по расконсервации ранее пробуренных скважин №№ 103,104,105,109 и пробурены 2 оценочные скважины ТЮ-1 и ТЮ-2.

На дату составление проекта все опережающие-добывающие скважины находятся в консервации. А скважины К-16, К-19, К-22, Г-1, Г-2 ликвидированы по техническим причинам. Также согласно «Проекту разведочных работ ...» в 2024г на месторождении пробурено 2 скважины ТЮ-1, ТЮ-2. На дату проекта данные скважины ожидают освоение (табл. 3.4.1). Техническое состояние скважин представлено в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.1 – Характеристика фонда скважин

№№ п/п	Состояние фонда скважин	Количество скважин, ед.	Номера скважин
1	В консервации:	6	103,104,106,109, ТЮ-1, ТЮ-2
2	Ликвидировано	5	К-16, К-19, К-22, Г-1, Г-2
Всего пробурено:		11	

Таблица 3.4.2 – Техническое состояние скважин

№ п/п	№ скв.	Альти- туда, м	Категория скважин	Вид скважины	Дата бурения		Глубина, м		Горизонт		Конструкция								Состояние скважин
					Начало	Конец	Проектная	Фактическая	Проектная	Фактическая	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Экс.колонна		
											Диаметр и глубина спуска, мм х м	Высота подъема цемента (от устья), м	Диаметр и глубина спуска, мм х м	Высота подъема цемента (от устья), м	Диаметр и глубина спуска, мм х м	Высота подъема цемента (от устья), м	Диаметр и глубина спуска, мм х м	Высота подъема цемента (от устья), м	
1	Г-1	156,6	поисковая	вертикальная	26.09.1989	15.11.1989	800	830	P ₁ kg	P ₁ kg	-	-	Ø219мм х 81м	до устья	-	-	Ø140мм х 637,79м	до устья	Ликвидирована по I категории пункту «А».
2	Г-2	156	поисковая	вертикальная	27.10.1989	13.12.1989	800	850	P ₁ kg	P ₁ kg	-	-	Ø219мм х 67,80м	-	-	-	Ø140мм х 364,35м	-	Ликвидирована по I категории пункту «А».
3	103	155,9	опережающе- добывающая	вертикальная	Нет информации	11.04.2008	800	800	P ₁ kg	P ₁ kg	Ø324мм х 20м		-	-	Ø245мм х 100м		Ø168мм х 680м		В консервации
4	104	157,5	опережающе- добывающая	вертикальная	15.09.2008	08.10.2008	650	660	T	J	Ø324мм х 17м	до устья	-	-	Ø245мм х 90,50м	22	Ø168мм х 658м	-	В консервации
5	105	157,5	опережающе- добывающая	вертикальная	15.07.2008	22.08.2008	650	655	T	J	Ø324мм х 20м.	до устья	-	-	Ø245мм х 100,15м.	26	Ø168мм х 650м	31	В консервации
6	109	157,5	опережающе- добывающая	вертикальная	Нет информации		650	701	T	T	Ø324мм х 20м		-	-	Ø245мм х 100м		Ø168мм х 650м		В консервации
7	ТЮ-1	158.19	оценочная	вертикальная	16.11.2025	01.12.2025	750	750	P ₁ kg	P ₁ kg	Ø324мм х 20м		-	-	Ø245мм х 100м	0	Ø168мм х 749,80м	30	В консервации
8	ТЮ-2	149.95	оценочная	вертикальная	24.10.2025	12.11.2025	750	730	P ₁ kg	P ₁ kg	Ø324мм х 20м		-	-	Ø245мм х 100м	0	Ø168мм х 727,62м	30	В консервации

3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

Во вскрытом разрезе скважин литологический состав пород представлен терригенными отложениями. Продуктивные горизонты приурочены к меловыми, юрскими и триасовыми отложениями.

Утвержденные балансовые запасы нефти по категории C_1 на месторождении составляет 2109 тыс.т с извлекаемыми запасами 386 тыс.т.

В пробную эксплуатацию планируется вовлечь юрские (горизонты J2-I и J1-I) и триасовые (горизонты Т-I и Т-II) нефтяные залежи с запасами категории C_1 , а запасы меловых горизонтов полностью оценены по категории C_2 . После выполнения задач доразведки, в дальнейшем, в пробную эксплуатацию будут вовлечены запасы категории C_2 меловых, юрских и триасовых продуктивных горизонтов после подсчета их запасов и утверждении в Государственной комиссии по запасам.

Следует отметить, что каждый продуктивный горизонт в дальнейшем рассматривается как самостоятельный объект разработки. В текущий момент большинство технологических и геолого-промысловых параметров определены по аналогии, поскольку месторождение находится на стадии разведки, и эксплуатационные объекты официально не выделены.

По мере перехода месторождений к промышленной разработке, при накоплении фактических данных и уточнении геологического строения, появится возможность выделить эксплуатационные объекты. Эти объекты будут формироваться на основе схожести геологических и геолого-физических характеристик, что позволит более корректно обосновывать проектные решения, рассчитывать технологические показатели и оптимизировать систему разработки.

Исходные геолого-физические данные продуктивных горизонтов приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов

№№ п/п	Параметры	J ₂ -I горизонт Блок II	J ₂ -I горизонт Блок III	J ₁ -I горизонт Блок III	T-I горизонт Блок I	T-I горизонт Блок III	T-II горизонт Блок III
1	Глубина залегания в своде, м	260	270	480	578	560	602
2	Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически экранированная					
3	ВНК, м	-128	-132	-359,1	-460,3	-431,3	-463,3
4	Тип коллектора	терригенный, поровый					
5	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	418	386	172	113	218	216
6	Средняя общая толщина, м	4,9	8,3	38,9	32	17	29
7	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,6	6,9	15,03	22,9	14,1	7,2
8	Пористость, д.ед.	0,23	0,26	0,25	0,22	0,22	0,20
9	Проницаемость, 10 ⁻³ *мкм ²						
10	Коэффициент песчанистости, д.ед	0,497	0,404	0,699	0,593	0,587	0,632
11	Коэффициент расчлененности	2,3	4	7	10	4,3	5,8
12	Пластовая температура, °C						
13	Пластовое давление, МПа						
15	Плотность сепарированной нефти, г/см ³	0,945	0,945	0,909	0,905	0,905	0,894
16	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³						
17	Вязкость сепарированной нефти, сСт	5025,52	5025,52	673,31	518,93	518,93	303,32
18	Вязкость пластовой нефти, мПа*с						
19	Объемный коэффициент нефти, доли ед.						
20	Газосодержание нефти, м ³ /т						
21	Содержание серы в нефти, %	0,36	0,36	0,43	0,31	0,31	0,30
22	Содержание парафина в нефти, %	1,03	1,03	3,03	2,43	2,43	4,03
23	Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1,008		1,016	1,078	1,078	1,092
24	Средняя продуктивность, м ³ /сут*МПа						

3.6 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение

Пробная эксплуатация на месторождении планируется производиться десятью скважинами. Из них 5 скважин №№ 103, 104, 109, ТЮ-1, ТЮ-2 являются пробуренными разведочными и будут вводиться из консервации в 2026г. Исходя из целей и задач пробной эксплуатации, технического состояния пробуренных разведочных скважин, для проведения пробной эксплуатации месторождения необходимое количество опережающих добывающих скважин составит 5 единиц (ТЮ-3, ТЮ-4, ТЮ-5, ТЮ-6, ТЮ-8), которые будут вводиться из бурения в 2027-2028гг, из них скважины ТЮ-4, ТЮ-6 в горизонтах J2-IV, Т-I и Т-II попадают зону с запасами категории С₂, которые при положительном результате дадут возможность перевести запасы этой зоны в более высокую категорию (С₁).

Размещение скважин производится по квадратной, как указано на карте пробуренных и проектных скважин. В соответствии с планом недропользователя бурение, освоение и ввод скважин в эксплуатацию будет осуществляться согласно следующему графику (табл. 3.6.1):

Таблица 3.6.1 – График бурения, освоения и ввода скважин в пробную эксплуатацию

№ п/п	Скважины	Бурение		Освоение		Ввод в эксплуатацию
		начало	конец	начало	конец	
1	103	пробуренные скважины, ввод из консервации		15.05.26	25.05.26	01.06.2026
2	104			15.05.26	25.05.26	01.06.2026
3	109			15.05.26	25.05.26	01.06.2026
4	ТЮ-1			15.05.26	25.05.26	01.06.2026
5	ТЮ-2			15.05.26	25.05.26	01.06.2026
6	ТЮ-3	15.11.26	20.12.26	20.12.26	30.12.26	01.01.2027
7	ТЮ-4	01.03.27	01.04.27	05.04.27	25.04.27	01.05.2027
8	ТЮ-5	11.04.27	15.05.27	15.05.27	25.05.27	01.06.2027
9	ТЮ-6	03.03.28	10.04.28	10.04.28	25.04.28	01.05.2028
10	ТЮ-8	01.09.28	08.10.28	09.10.28	28.10.28	01.11.2028

Опережающая добывающая скважина ТЮ-3 с проектной глубиной 750 м закладывается в наиболее приподнятой сводовой части структуры, на расстоянии 390 м юго-западнее от скважины Г-1. Данная скважина бурится в наиболее оптимальных структурных условиях, с проектным горизонтом триас, включительно. С целью прослеживания распространения в сводовой части нефтяных залежей в отложениях неокома, средней юры и триаса, изучения параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, испытания триасового горизонта, изучения добывных возможностей юрских залежей и режима работы пластов.

Опережающая добывающая скважина ТЮ-4 с проектной глубиной 750 м закладывается в юго-восточной присводовой части структуры в 380 м к северо-западу от разведочной скважины Г-2. С целью прослеживания в сводовой части нефтяных залежей в

отложениях неокома и средней юры, изучения параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добывных возможностей юрских залежей и режима работы пластов.

Опережающая добывающая скважина ТЮ-5 с проектной глубиной 650 м закладывается в 400 м юго-восточнее от разведочной скважины Г-1, с целью прослеживания распространения нефтяных залежей в отложениях средней юры и неокома, определения положения водонефтяного контакта (ВНК), изучения добывных возможностей среднеюрских залежей и получения достоверных параметров для подсчета запасов нефти.

Опережающая добывающая скважина ТЮ-6 с проектной глубиной 650 м закладывается в южной периклинальной части структуры в 230 м юго-западнее разведочной скважины Г-2. С целью прослеживания распространения нефтяных залежей в отложениях средней юры и неокома, определения положения водонефтяного контакта (ВНК), изучения добывных возможностей среднеюрских залежей и для получения достоверных подсчетных параметров.

Опережающая добывающая скважина ТЮ-8 с проектной глубиной 650 м закладывается в северной переклинальной части структуры, в 590 м северо-западнее от скважины Г-1, с целью прослеживания распространения нефтяных залежей в отложениях средней юры и неокома, определения положения водонефтяного контакта (ВНК), изучения добывных возможностей среднеюрских залежей и получения данных по подсчетным параметрам. Данная скважина зависимая от результатов бурения скважин ТЮ-7.

Объем бурения опережающих добывающих скважин составляет 3600 пог.м.

При определении местоположения проектируемых скважин придерживался принципиальный подход, обеспечивающий возможно полный охват всей нефтяной зоны, для более равномерного изучения строения продуктивных горизонтов месторождения. Кроме того, при определении местоположения проектных скважин учитывалась также степень изученности той или иной залежи месторождения структурно-поисковыми и разведочными скважинами.

Целевое назначение проектных опережающих добывающих скважин состоит в детальном и всестороннем изучении методов добычи, добывных возможностей продуктивных пластов, получения петрофизической характеристики и, в дальнейшем, переоценки запасов месторождения.

После бурения новых проектных опережающих добывающих скважин необходимо провести геолого-промысловые исследования и отработку скважин на различных режимах работы.

Во всех опережающих добывающих скважинах при получении положительных

результатов по данным ГИС, перфорацию необходимо провести дифференцированно снизу-вверх, для того чтобы определить добывные возможности каждого продуктивного горизонта.

В опережающих добывающих скважинах горизонты, оцененные по категории C_2 , эксплуатируется в течение трех месяцев, с обязательным проведением гидродинамических исследований.

3.7 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

Учитывая небольшой фонд скважин, необходимость детального изучения режима работы залежей, в проектный период по скважине №105 в горизонте Ю2-II планируется проведение ПТОС.

3.8 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

По результатам анализа геолого-физических параметров установлено, что пластовое давление по залежи значительно ниже гидростатического, что указывает на переход залежи в упруговодонапорный режим с выраженной деградацией энергетического потенциала. При таких условиях дальнейшее исследование фильтрационных свойств коллектора и оценка эффективности методов воздействия на пласт являются обязательными для формирования корректных технологических решений на следующих этапах разработки.

В связи с этим в рамках пробной эксплуатации предлагается проведение опытной закачки воды в скважине №109. Данная скважина была выбрана с учетом её технического состояния, геолого-физических параметров и положения в структуре залежи, что обеспечивает репрезентативность полученных результатов.

Целями опытной закачки являются:

- определение приемистости нагнетательной скважины и ее изменения во времени;
- оценка фильтрационных характеристик коллектора и направленности фильтрационных потоков;
- определение давления закачки, необходимого для инициирования и поддержания процесса воздействия;
- анализ возможного влияния закачки на пластовую систему и работу соседних добывающих скважин;
- получение исходных данных для последующего проектирования систем поддержания пластового давления и мероприятий по повышению нефтеотдачи.

В качестве рабочего агента для воздействия на пласт предлагается использовать пластовую воду, соответствующую текущим физико-химическим параметрам пластовых флюидов. Использование пластовой воды позволяет снизить риски несовместимости, избежать возможного выпадения осадков, коллоидных реакций и отрицательного воздействия на проницаемость коллектора. Кроме того, применение собственного природного агента минимизирует влияние на геохимическое состояние пласта и обеспечивает достоверность результатов опытных работ.

Полученные данные по результатам опытной закачки будут использованы при последующем обосновании технологических показателей, выборе оптимального режима эксплуатации и подготовке проектной документации на дальнейшие этапы освоения месторождения.

3.9 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

Прогноз технологических показателей выполнен для пробной эксплуатации залежи с организацией системы ППД.

Принимая во внимание недостаточную изученность параметров, необходимых для достоверного расчета объема добычи нефти, темпа развития обводненности и степени активности водоносной зоны на данной стадии работ, для расчета динамики добычи входные дебиты скважин были рассчитаны, основываясь на материалы опробования и гидродинамических исследований, проведенных в разведочных скважинах.

В основе расчета дебита нефти скважин в рамках настоящего проекта лежит формула Дюпюи, предлагающая вычисление фактической продуктивности несовершенной скважины на фонтанном режиме с забойным давлением выше давления насыщения и опирающаяся на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, полученные при проведении ГИС и ГДИС, и физико-химические свойства пластовых флюидов, полученные по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{B\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c} + S\right)}$$

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

При оценке потенциала фонтанирующей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения, когда в призабойной зоне пласта образуется двухфазный приток

вследствие разгазирования нефти, использовалась корреляция Дж.В.Фогеля, справедливая для указанных условий:

$$q = \frac{(1-B) 2\pi k h (P_c - P_b)}{\mu b \left(\ln \frac{R_c}{r_w} + S \right)} + B \cdot q'$$

$$B = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{\overline{P_R}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\overline{P_R}} \right)^2$$

где $\overline{P_R}$ – среднее пластовое давление P_c или давление насыщения P_b в зависимости от того, что меньше, т.е. $\overline{P_R} = \min(P_c, P_b)$, Па; P_{wf} – забойное давление при дебите скважины q ; q' – проектная производительность при 100%-ном снижении давления в пласте или максимально возможный дебит, м³/сут; q – дебит скважины на установившемся режиме при забойном давлении P_{wf} , м³/сут; R_c – радиус контура, м; r_w – радиус скважины, м.

Для всех режимов справедливо условие: пластовое давление выше давления насыщения.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Пробная эксплуатация месторождения предусматривается в течение 3 лет с 01.06.2026г по 31.06.2029г.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации (ПЭ) скважин положены фактические данные о продуктивности и фильтрационно-емкостных параметрах коллекторов, полученных при опробовании разведочной и оценочной скважин ВУ-1 и ВУ-2 при проведении исследований ГИС и ГДИС.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов приведены в таблице 3.5.2. При прогнозе добычи нефти учтен график ввода проектных скважин в эксплуатацию и использованы дебиты скважин, обоснование которых выполнено в разделе 3.9.

В расчетах технологических показателей учтена добыча, полученная во время проведения режимных исследований, запланированных согласно специальной программе исследовательских работ по каждой скважине.

При расчете технологических показателей на период ПЭ, принимая во внимание низкие фильтрационные свойства пластов, малые размеры залежей, предусмотрено допущение о добыче практически безводной продукции ($\eta < 0,5\%$). Это основано на предположении о слабой активности окружающей водоносной зоны и требует уточнения на практике, что является одной из задач пробной эксплуатации.

Как указывалось в разделе 3.6, в июне 2026г будет проводиться освоение скважин 103, 104, ТЮ-1, ТЮ-2, 109 с целью их ввода в пробную эксплуатацию с проведением различных подготовительных работ, которые также будут включать кратковременные испытания скважин в течение 10 суток по каждой из скважин.

За период пробной эксплуатации скважин планируется добыть 23,2 тыс.т нефти и 30,0 тыс.т жидкости.

В таблицах 4.1.1-4.1.8 приведены результаты расчетов основных показателей пробной эксплуатации по скважинам и по месторождению в целом.

4.1 Программа режимных исследований в период пробной эксплуатации

Согласно мировой практике, время эксплуатации на одном режиме отработки оценочно составляет: для коллекторов с абсолютной проницаемостью более $0,1 \text{ мкм}^2$ не менее 48 часов; $0,1-0,05 \text{ мкм}^2$ – 72 часов; $0,05-0,01 \text{ мкм}^2$ – 96 часов. Так как на месторождении абсолютная проницаемость коллекторов по результатам опробования находится в диапазоне $0,338-2,027 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, время эксплуатации на одном режиме должно составлять не менее 3 суток с обязательным условием установления стабильного режима.

Для коллекторов с абсолютной проницаемостью более $0,1 \text{ мкм}^2$ время для закрытия на КВД должно составлять не менее 48 ч; $0,1-0,05 \text{ мкм}^2$ - 72 ч; $0,01-0,05 \text{ мкм}^2$ - 144 ч. С учетом высоких фильтрационных свойств коллекторов месторождения время регистрации КВД должно составлять не менее 3 суток с обязательным условием достижения стабилизации уровня давления и выходом кривой давления на продолжительный горизонтальный участок, свидетельствующий о достижении радиального притока флюида к скважине.

Следует отметить дискретность работы манометра-термометра. Во время МУО следует использовать дискретность 1 час, во время КВД - 10 минут.

Замеры расхода жидкости и газа, затрубного и трубного давления обязательны на периоды проведения указанных исследований. Скважины следует эксплуатировать через устьевой штуцер не менее 36 часов до полной очистки призабойной зоны от механических примесей.

Режимные исследования МУО включают не менее 3 режимов ниже давления насыщения и не менее 3 режимов выше давления насыщения. При этом не допускается снижение забойного давления до уровня ниже 80% от давления насыщения во избежание конусообразования воды и преждевременного существенного разгазирования нефти. По результатам данных исследований анализируется зависимость уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения, что в дальнейшем, при составлении проекта разработки, необходимо для определения минимально допустимого значения забойного давления.

В конце режимных исследований скважины останавливаются для снятия кривой восстановления давления.

С целью получения материалов исследований и их обобщения на предмет обоснования оптимальных для этих скважин режимов эксплуатации, на которых они будут работать в периоды между проведением комплекса исследовательских работ, режимные исследования планируется провести по каждой скважине дважды в первый год ее эксплуатации и 1 раз в год в последующие годы ее эксплуатации.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине №103

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина №103								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2026 год										
Т-II										
Режимные исследования	2,7	01.06.2026	03.06.2026	3	2,7	4,9	7,1	7,1	12,8	12,8
	2,4	04.06.2026	06.06.2026	3	3,1	5,6	8,1	15,2	14,6	27,4
	2,2	07.06.2026	09.06.2026	3	3,5	6,3	9,1	24,3	16,4	43,8
	2,7	10.06.2026	12.06.2026	3	2,7	4,9	7,1	31,4	12,8	56,5
	закрытие на КВД	13.06.2026	15.06.2026	3						
	1,8	16.06.2026	18.06.2026	3	4,3	7,7	11,1	42,6	20,1	76,6
	1,6	19.06.2026	21.06.2026	3	4,6	8,3	12,2	54,7	21,9	98,5
	1,4	22.06.2026	24.06.2026	3	5,0	9,0	13,2	67,9	23,7	122,2
	1,8	25.06.2026	27.06.2026	3	4,3	7,7	11,1	79,0	20,1	142,3
	закрытие на КВД	28.06.2026	30.06.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,7	4,8	79,0	79,0	142,3	142,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.07.2026	15.09.2026	76	3,1	5,6	205,4	284,4	369,6	511,9
Режимные исследования	2,7	15.09.2026	17.09.2026	3	2,7	4,9	7,1	291,5	12,7	524,6
	2,4	18.09.2026	20.09.2026	3	3,1	5,6	8,1	299,6	14,6	539,2
	2,2	21.09.2026	23.09.2026	3	3,5	6,2	9,1	308,7	16,4	555,6
	2,7	24.09.2026	26.09.2026	3	2,7	4,9	7,1	315,7	12,7	568,3
	закрытие на КВД	27.09.2026	29.09.2026	3		0,0				
	1,8	30.09.2026	02.10.2026	3	4,2	7,6	11,1	326,8	19,9	588,2
	1,6	03.10.2026	05.10.2026	3	4,6	8,3	12,1	338,9	21,7	610,0
	1,4	06.10.2026	08.10.2026	3	5,0	9,0	13,1	351,9	23,5	633,5
	1,8	09.10.2026	11.10.2026	3	4,2	7,6	11,1	363,0	19,9	653,4
	закрытие на КВД	12.10.2026	14.10.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,7	4,8	78,6	363,0	141,5	653,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.10.2026	31.12.2026	77	3,1	5,6	207,6	570,7	373,8	1027,2
Ожидаемая добыча нефти за год				213	2,7	4,9	570,7	570,7	1027,2	1027,2
2027 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2027	03.01.2027	3	2,9	3,5	8,5	579,1	10,2	1037,4
	2,2	04.01.2027	06.01.2027	3	3,3	4,0	9,7	588,9	11,7	1049,0
	2,0	07.01.2027	09.01.2027	3	3,7	4,5	10,9	599,8	13,1	1062,1
	2,3	10.01.2027	12.01.2027	3	2,9	3,5	8,5	608,3	10,2	1072,3
	закрытие на КВД	13.01.2027	15.01.2027	3						
	1,6	16.01.2027	18.01.2027	3	4,5	5,5	13,4	621,6	16,0	1088,4
	1,4	19.01.2027	21.01.2027	3	5,0	5,9	14,6	636,2	17,5	1105,8
	1,3	22.01.2027	24.01.2027	3	5,4	6,4	15,8	652,0	18,9	1124,8
	1,6	25.01.2027	27.01.2027	3	4,5	5,5	13,4	665,4	16,0	1140,8
	закрытие на КВД	28.01.2027	30.01.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,2	3,9	94,7	665,4	113,6	1140,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2027	31.03.2027	59	3,3	4,0	191,0	856,4	229,2	1370,0
Режимные исследования	2,3	01.04.2027	03.04.2027	3	2,9	3,5	8,5	864,9	10,2	1380,2
	2,2	04.04.2027	06.04.2027	3	3,3	4,0	9,7	874,6	11,7	1391,9
	2,0	07.04.2027	09.04.2027	3	3,7	4,5	10,9	885,5	13,1	1405,0
	2,3	10.04.2027	12.04.2027	3	2,9	3,5	8,5	894,0	10,2	1415,2
	закрытие на КВД	13.04.2027	15.04.2027	3						
	1,6	16.04.2027	18.04.2027	3	4,5	5,5	13,4	907,4	16,0	1431,2

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	1,4	19.04.2027	21.04.2027	3	5,0	5,9	14,6	921,9	17,5	1448,7
	1,3	22.04.2027	24.04.2027	3	5,4	6,4	15,8	937,7	18,9	1467,6
	1,6	25.04.2027	27.04.2027	3	4,5	5,5	13,4	951,1	16,0	1483,7
	закрытие на КВД	28.04.2027	30.04.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,2	3,9	94,7	951,1	113,6	1483,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2027	30.06.2027	60	3,3	4,0	194,3	1145,3	233,1	1716,8
J1-I										
Режимные исследования	2,0	01.07.2027	03.07.2027	3	2,6	3,4	7,7	1153,0	10,0	1726,7
	1,8	04.07.2027	06.07.2027	3	3,0	3,9	8,7	1161,7	11,4	1738,1
	1,7	07.07.2027	09.07.2027	3	3,3	4,4	9,8	1171,6	12,8	1750,9
	2,0	10.07.2027	12.07.2027	3	2,6	3,4	7,7	1179,2	10,0	1760,8
	закрытие на КВД	13.07.2027	15.07.2027	3						
	1,4	16.07.2027	18.07.2027	3	4,1	5,3	12,0	1191,3	15,6	1776,5
	1,2	19.07.2027	21.07.2027	3	4,5	5,8	13,1	1204,4	17,1	1793,5
	1,1	22.07.2027	24.07.2027	3	4,8	6,3	14,2	1218,6	18,5	1812,0
	1,4	25.07.2027	27.07.2027	3	4,1	5,3	12,0	1230,6	15,6	1827,7
	закрытие на КВД	28.07.2027	30.07.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,9	3,8	85,3	1230,6	110,9	1827,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2027	30.09.2027	61	3,0	3,9	177,9	1408,5	231,3	2058,9
Режимные исследования	2,0	01.10.2027	03.10.2027	3	2,6	3,4	7,7	1416,2	10,0	2068,9
	1,8	04.10.2027	06.10.2027	3	3,0	3,9	8,7	1424,9	11,4	2080,3
	1,7	07.10.2027	09.10.2027	3	3,3	4,4	9,8	1434,8	12,8	2093,1
	2,0	10.10.2027	12.10.2027	3	2,6	3,4	7,7	1442,4	10,0	2103,0
	закрытие на КВД	13.10.2027	15.10.2027	3						
	1,4	16.10.2027	18.10.2027	3	4,1	5,3	12,0	1454,5	15,6	2118,6
	1,2	19.10.2027	21.10.2027	3	4,5	5,8	13,1	1467,6	17,1	2135,7
	1,1	22.10.2027	24.10.2027	3	4,8	6,3	14,2	1481,8	18,5	2154,2
	1,4	25.10.2027	27.10.2027	3	4,1	5,3	12,0	1493,8	15,6	2169,8
	закрытие на КВД	28.10.2027	30.10.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,9	3,8	85,3	1493,8	110,9	2169,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.10.2027	31.12.2027	61	3,0	3,9	177,9	1671,7	231,3	2401,1
Ожидаемая добыча нефти за год				361	3,1	3,9	1101,1	1671,7	1373,9	2401,1
2028										
T-II										
Режимные исследования	2,7	01.01.2028	03.01.2028	3	3,1	5,6	9,2	1680,9	16,6	2417,7
	2,4	04.01.2028	06.01.2028	3	3,6	6,4	10,5	1691,5	18,9	2436,6
	2,2	07.01.2028	09.01.2028	3	4,0	7,2	11,8	1703,3	21,3	2457,9
	2,7	10.01.2028	12.01.2028	3	3,1	5,6	9,2	1712,5	16,6	2474,5
	закрытие на КВД	13.01.2028	15.01.2028	3						
	1,8	16.01.2028	18.01.2028	3	4,9	8,9	14,5	1727,0	26,0	2500,6
	1,6	19.01.2028	21.01.2028	3	5,4	9,7	15,8	1742,8	28,4	2529,0
	1,4	22.01.2028	24.01.2028	3	5,8	10,5	17,1	1759,9	30,8	2559,8
	1,8	25.01.2028	27.01.2028	3	4,9	8,9	14,5	1774,3	26,0	2585,8
	закрытие на КВД	28.01.2028	30.01.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,5	6,3	102,6	1774,3	184,7	2585,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2028	31.03.2028	60	3,6	6,4	210,5	1984,8	378,9	2964,7
Режимные исследования	2,7	01.04.2028	03.04.2028	3	3,1	5,6	9,2	1994,0	16,6	2981,3
	2,4	04.04.2028	06.04.2028	3	3,6	6,4	10,5	2004,6	18,9	3000,2
	2,2	07.04.2028	09.04.2028	3	4,0	7,2	11,8	2016,4	21,3	3021,5
	2,7	10.04.2028	12.04.2028	3	3,1	5,6	9,2	2025,6	16,6	3038,1
	закрытие на КВД	13.04.2028	15.04.2028	3						
	1,8	16.04.2028	18.04.2028	3	4,9	8,9	14,5	2040,1	26,0	3064,1

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	1,6	19.04.2028	21.04.2028	3	5,4	9,7	15,8	2055,9	28,4	3092,6
	1,4	22.04.2028	24.04.2028	3	5,8	10,5	17,1	2073,0	30,8	3123,3
	1,8	25.04.2028	27.04.2028	3	4,9	8,9	14,5	2087,4	26,0	3149,4
	закрытие на КВД	28.04.2028	30.04.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,5	6,3	102,6	2087,4	184,7	3149,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2028	30.06.2028	60	3,6	6,4	210,5	2297,9	378,9	3528,3
Т-I										
Режимные исследования	2,3	30.06.2028	02.07.2028	3	2,9	3,5	8,5	2095,9	10,2	3159,6
	2,2	03.07.2028	05.07.2028	3	3,3	4,0	9,7	2105,6	11,7	3171,2
	2,0	06.07.2028	08.07.2028	3	3,7	4,5	10,9	2116,6	13,1	3184,3
	2,3	09.07.2028	11.07.2028	3	2,9	3,5	8,5	2125,1	10,2	3194,5
	закрытие на КВД	12.07.2028	14.07.2028	3						
	1,6	15.07.2028	17.07.2028	3	4,5	5,5	13,4	2138,4	16,0	3210,6
	1,4	18.07.2028	20.07.2028	3	5,0	5,9	14,6	2153,0	17,5	3228,1
	1,3	21.07.2028	23.07.2028	3	5,4	6,4	15,8	2168,8	18,9	3247,0
	1,8	24.07.2028	26.07.2028	3	4,0	4,8	11,9	2180,6	14,2	3261,2
	закрытие на КВД	27.07.2028	29.07.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,2	3,8	93,2	2180,6	111,8	3261,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.07.2028	29.09.2028	61	3,3	4,0	197,5	2378,1	237,0	3498,2
Режимные исследования	2,3	30.09.2028	02.10.2028	3	2,9	3,5	8,5	2386,6	10,2	3508,4
	2,2	03.10.2028	05.10.2028	3	3,3	4,0	9,7	2396,3	11,7	3520,1
	2,0	06.10.2028	08.10.2028	3	3,7	4,5	10,9	2407,3	13,1	3533,2
	2,3	09.10.2028	11.10.2028	3	2,9	3,5	8,5	2415,8	10,2	3543,4
	закрытие на КВД	12.10.2028	14.10.2028	3						
	1,6	15.10.2028	17.10.2028	3	4,5	5,5	13,4	2429,1	16,0	3559,4
	1,4	18.10.2028	20.10.2028	3	5,0	5,9	14,6	2443,7	17,5	3576,9
	1,3	21.10.2028	23.10.2028	3	5,4	6,4	15,8	2459,5	18,9	3595,8
	1,8	24.10.2028	26.10.2028	3	4,0	4,8	11,9	2471,3	14,2	3610,1
	закрытие на КВД	27.10.2028	29.10.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,2	3,8	93,2	2471,3	111,8	3610,1
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.10.2028	31.12.2028	62	3,3	4,0	200,7	2672,1	240,9	3850,9
Ожидаемая добыча нефти за год				363	3,3	5,1	1210,8	2672,1	1828,7	3850,9
2029 год										
J1-I										
Режимные исследования	2,0	31.12.2028	02.01.2029	3	2,4	3,1	6,6	6,6	8,5	8,5
	1,8	03.01.2029	05.01.2029	3	2,7	3,5	7,5	14,1	9,8	18,3
	1,7	06.01.2029	08.01.2029	3	3,0	3,9	8,5	22,5	11,0	29,3
	2,0	09.01.2029	11.01.2029	3	2,4	3,1	6,6	29,1	8,5	37,8
	закрытие на КВД	12.01.2029	14.01.2029	3						
	1,4	15.01.2029	17.01.2029	3	3,7	4,8	10,3	39,4	13,4	51,3
	1,2	18.01.2029	20.01.2029	3	4,0	5,3	11,3	50,7	14,6	65,9
	1,1	21.01.2029	23.01.2029	3	4,4	5,7	12,2	62,9	15,9	81,8
	1,4	24.01.2029	26.01.2029	3	3,7	4,8	10,3	73,2	13,4	95,2
	закрытие на КВД	27.01.2029	29.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,5	3,2	73,2	73,2	95,2	95,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.01.2029	16.04.2029	76	2,7	4,8	190,3	263,5	342,5	437,8
Режимные исследования	2,0	16.04.2029	18.04.2029	3	2,4	3,1	6,6	270,1	8,5	446,3
	1,8	19.04.2029	21.04.2029	3	2,7	3,5	7,5	277,6	9,8	456,1
	1,7	22.04.2029	24.04.2029	3	3,0	3,9	8,5	286,1	11,0	467,1
	2,0	25.04.2029	27.04.2029	3	2,4	3,1	6,6	292,7	8,5	475,6
	закрытие на КВД	28.04.2029	30.04.2029	3						
	1,4	01.05.2029	03.05.2029	3	3,7	4,8	10,3	303,0	13,4	489,0

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	1,2	04.05.2029	06.05.2029	3	4,0	5,3	11,3	314,3	14,6	503,7
	1,1	07.05.2029	09.05.2029	3	4,4	5,7	12,2	326,5	15,9	519,5
	1,4	10.05.2029	12.05.2029	3	3,7	4,8	10,3	336,8	13,4	533,0
	закрытие на КВД	13.05.2029	15.05.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,5	3,2	73,2	336,8	95,2	533,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		16.05.2029	31.07.2029	76	2,7	3,5	190,3	527,1	247,4	780,4
Ожидаемая добыча нефти за год				212	2,5	3,8	527,1	527,1	780,4	780,4

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине №104

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина №104								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2026 год										
Т-II										
Режимные исследования	2,7	01.06.2026	03.06.2026	3	2,4	4,0	6,2	6,2	10,6	10,6
	2,4	04.06.2026	06.06.2026	3	2,7	4,6	7,1	13,3	12,1	22,6
	2,2	07.06.2026	09.06.2026	3	3,0	5,2	8,0	21,3	13,6	36,2
	2,7	10.06.2026	12.06.2026	3	2,4	4,0	6,2	27,5	10,6	46,7
	закрытие на КВД	13.06.2026	15.06.2026	3						
	1,8	16.06.2026	18.06.2026	3	3,7	6,3	9,8	37,2	16,6	63,3
	1,6	19.06.2026	21.06.2026	3	4,1	6,9	10,6	47,9	18,1	81,4
	1,4	22.06.2026	24.06.2026	3	4,4	7,5	11,5	59,4	19,6	101,0
	1,8	25.06.2026	27.06.2026	3	3,7	6,3	9,8	69,2	16,6	117,6
	закрытие на КВД	28.06.2026	30.06.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,4	4,0	69,2	69,2	117,6	117,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.07.2026	15.09.2026	76	2,7	4,6	179,7	248,8	305,5	423,0
Режимные исследования	2,7	15.09.2026	17.09.2026	3	2,4	4,0	6,2	255,0	10,6	433,6
	2,4	18.09.2026	20.09.2026	3	2,7	4,6	7,1	262,1	12,1	445,6
	2,2	21.09.2026	23.09.2026	3	3,0	5,2	8,0	270,1	13,6	459,2
	2,7	24.09.2026	26.09.2026	3	2,4	4,0	6,2	276,3	10,6	469,8
	закрытие на КВД	27.09.2026	29.09.2026	3						
	1,8	30.09.2026	02.10.2026	3	3,7	6,3	9,8	286,1	16,6	486,3
	1,6	03.10.2026	05.10.2026	3	4,1	6,9	10,6	296,7	18,1	504,4
	1,4	06.10.2026	08.10.2026	3	4,4	7,5	11,5	308,2	19,6	524,0
	1,8	09.10.2026	11.10.2026	3	3,7	6,3	9,8	318,0	16,6	540,6
	закрытие на КВД	12.10.2026	14.10.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,4	4,0	69,2	318,0	117,6	540,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.10.2026	31.12.2026	77	2,7	4,6	182,0	500,0	309,5	850,1
Ожидаемая добыча нефти за год				213	2,4	4,1	500,0	500,0	850,1	850,1
2027 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2027	03.01.2027	3	2,7	3,2	7,9	508,0	9,5	859,6
	2,2	04.01.2027	06.01.2027	3	3,1	3,7	9,1	517,0	10,9	870,5
	2,0	07.01.2027	09.01.2027	3	3,5	4,2	10,2	527,2	12,2	882,7
	2,3	10.01.2027	12.01.2027	3	2,7	3,2	7,9	535,1	9,5	892,2
	закрытие на КВД	13.01.2027	15.01.2027	3						
	1,6	16.01.2027	18.01.2027	3	4,2	5,1	12,5	547,6	14,9	907,1
	1,4	19.01.2027	21.01.2027	3	4,6	5,5	13,6	561,2	16,3	923,4
	1,3	22.01.2027	24.01.2027	3	5,0	6,0	14,7	575,9	17,7	941,1
	1,6	25.01.2027	27.01.2027	3	4,2	5,1	12,5	588,3	14,9	956,0
	закрытие на КВД	28.01.2027	30.01.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,0	3,6	88,3	588,3	105,9	956,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2027	31.03.2027	59	3,1	3,7	178,1	766,4	213,7	1169,7
Режимные исследования	2,3	01.04.2027	03.04.2027	3	2,7	3,2	7,9	774,4	9,5	1179,2
	2,2	04.04.2027	06.04.2027	3	3,1	3,7	9,1	783,4	10,9	1190,1
	2,0	07.04.2027	09.04.2027	3	3,5	4,2	10,2	793,6	12,2	1202,3
	2,3	10.04.2027	12.04.2027	3	2,7	3,2	7,9	801,5	9,5	1211,8
	закрытие на КВД	13.04.2027	15.04.2027	3						
	1,6	16.04.2027	18.04.2027	3	4,2	5,1	12,5	814,0	14,9	1226,8
	1,4	19.04.2027	21.04.2027	3	4,6	5,5	13,6	827,6	16,3	1243,1
	1,3	22.04.2027	24.04.2027	3	5,0	6,0	14,7	842,3	17,7	1260,7
	1,6	25.04.2027	27.04.2027	3	4,2	5,1	12,5	854,7	14,9	1275,7
	закрытие на КВД	28.04.2027	30.04.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,0	3,6	88,3	854,7	105,9	1275,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2027	30.06.2027	60	3,1	3,7	181,1	1035,8	217,3	1493,0

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
J1-I										
Режимные исследования	2,0	01.07.2027	03.07.2027	3	2,9	3,5	8,6	1044,4	10,3	1503,3
	1,8	04.07.2027	06.07.2027	3	3,3	4,0	9,8	1054,2	11,7	1515,0
	1,7	07.07.2027	09.07.2027	3	3,7	4,5	11,0	1065,2	13,2	1528,2
	2,0	10.07.2027	12.07.2027	3	2,9	3,5	8,6	1073,7	10,3	1538,5
	закрытие на КВД	13.07.2027	15.07.2027	3						
	1,4	16.07.2027	18.07.2027	3	4,6	5,5	13,4	1087,2	16,1	1554,6
	1,2	19.07.2027	21.07.2027	3	5,0	6,0	14,7	1101,8	17,6	1572,2
	1,1	22.07.2027	24.07.2027	3	5,4	6,5	15,9	1117,7	19,1	1591,3
	1,4	25.07.2027	27.07.2027	3	4,6	5,5	13,4	1131,2	16,1	1607,4
	закрытие на КВД	28.07.2027	30.07.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,2	3,9	95,3	1131,2	114,4	1607,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2027	30.09.2027	61	3,3	4,0	198,8	1330,0	238,6	1846,0
Режимные исследования	2,0	01.10.2027	03.10.2027	3	2,9	3,5	8,6	1338,5	10,3	1856,3
	1,8	04.10.2027	06.10.2027	3	3,3	4,0	9,8	1348,3	11,7	1868,0
	1,7	07.10.2027	09.10.2027	3	3,7	4,5	11,0	1359,3	13,2	1881,2
	2,0	10.10.2027	12.10.2027	3	2,9	3,5	8,6	1367,9	10,3	1891,5
	закрытие на КВД	13.10.2027	15.10.2027	3						
	1,4	16.10.2027	18.10.2027	3	4,6	5,5	13,4	1381,3	16,1	1907,6
	1,2	19.10.2027	21.10.2027	3	5,0	6,0	14,7	1396,0	17,6	1925,2
	1,1	22.10.2027	24.10.2027	3	5,4	6,5	15,9	1411,9	19,1	1944,3
	1,4	25.10.2027	27.10.2027	3	4,6	5,5	13,4	1425,3	16,1	1960,4
	закрытие на КВД	28.10.2027	30.10.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,2	3,9	95,3	1425,3	114,4	1960,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.10.2027	31.12.2027	61	3,3	4,0	198,8	1624,2	238,6	2199,0
Ожидаемая добыча нефти за год				361	3,2	3,8	1124,1	1624,2	1348,9	2199,0
2028										
T-II										
Режимные исследования	2,7	01.01.2028	03.01.2028	3	2,7	4,7	8,1	8,1	13,7	13,7
	2,4	04.01.2028	06.01.2028	3	3,1	5,3	9,2	17,3	15,7	29,4
	2,2	07.01.2028	09.01.2028	3	3,5	6,0	10,4	27,6	17,6	47,0
	2,7	10.01.2028	12.01.2028	3	2,7	4,7	8,1	35,7	13,7	60,7
	закрытие на КВД	13.01.2028	15.01.2028	3						
	1,8	16.01.2028	18.01.2028	3	4,3	7,3	12,7	48,3	21,5	82,2
	1,6	19.01.2028	21.01.2028	3	4,7	8,0	13,8	62,2	23,5	105,7
	1,4	22.01.2028	24.01.2028	3	5,1	8,7	15,0	77,1	25,4	131,1
	1,8	25.01.2028	27.01.2028	3	4,3	7,3	12,7	89,8	21,5	152,6
	закрытие на КВД	28.01.2028	30.01.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,1	3,66	89,8	89,8	152,6	152,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2028	31.03.2028	60	3,1	3,76	184,2	274,0	221,0	373,6
Режимные исследования	2,7	01.04.2028	03.04.2028	3	2,7	4,7	8,1	282,0	13,7	387,3
	2,4	04.04.2028	06.04.2028	3	3,1	5,3	9,2	291,2	15,7	403,0
	2,2	07.04.2028	09.04.2028	3	3,5	6,0	10,4	301,6	17,6	420,6
	2,7	10.04.2028	12.04.2028	3	2,7	4,7	8,1	309,6	13,7	434,3
	закрытие на КВД	13.04.2028	15.04.2028	3						
	1,8	16.04.2028	18.04.2028	3	4,3	7,3	12,7	322,3	21,5	455,8
	1,6	19.04.2028	21.04.2028	3	4,7	8,0	13,8	336,1	23,5	479,3
	1,4	22.04.2028	24.04.2028	3	5,1	8,7	15,0	351,1	25,4	504,8
	1,8	25.04.2028	27.04.2028	3	4,3	7,3	12,7	363,7	21,5	526,3
	закрытие на КВД	28.04.2028	30.04.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,1	3,66	89,8	363,7	152,6	526,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2028	30.06.2028	60	3,1	3,76	184,2	547,9	221,0	747,3
T-I										
Режимные исследования	2,3	30.06.2028	02.07.2028	3	2,7	3,2	7,9	371,7	9,5	535,8
	2,2	03.07.2028	05.07.2028	3	3,1	3,7	9,1	380,7	10,9	546,7
	2,0	06.07.2028	08.07.2028	3	3,5	4,2	10,2	390,9	12,2	558,9
	2,3	09.07.2028	11.07.2028	3	2,7	3,2	7,9	398,8	9,5	568,4

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	закрытие на КВД	12.07.2028	14.07.2028	3						
	1,6	15.07.2028	17.07.2028	3	4,2	5,1	12,5	411,3	14,9	583,3
	1,4	18.07.2028	20.07.2028	3	4,6	5,5	13,6	424,9	16,3	599,6
	1,3	21.07.2028	23.07.2028	3	5,0	6,0	14,7	439,6	17,7	617,3
	1,6	24.07.2028	26.07.2028	3	4,2	5,1	12,5	452,0	14,9	632,2
	закрытие на КВД	27.07.2028	29.07.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,0	5,1	88,3	452,0	105,9	632,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.07.2028	29.09.2028	61	3,1	5,2	184,1	636,2	313,0	945,2
Режимные исследования	2,3	30.09.2028	02.10.2028	3	2,7	3,2	7,9	644,1	9,5	954,8
	2,2	03.10.2028	05.10.2028	3	3,1	3,7	9,1	653,1	10,9	965,6
	2,0	06.10.2028	08.10.2028	3	3,5	4,2	10,2	663,3	12,2	977,8
	2,3	09.10.2028	11.10.2028	3	2,7	3,2	7,9	671,3	9,5	987,4
	закрытие на КВД	12.10.2028	14.10.2028	3						
	1,6	15.10.2028	17.10.2028	3	4,2	5,1	12,5	683,7	14,9	1002,3
	1,4	18.10.2028	20.10.2028	3	4,6	5,5	13,6	697,3	16,3	1018,6
	1,3	21.10.2028	23.10.2028	3	5,0	6,0	14,7	712,0	17,7	1036,3
	1,6	24.10.2028	26.10.2028	3	4,2	5,1	12,5	724,5	14,9	1051,2
	закрытие на КВД	27.10.2028	29.10.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,0	5,1	88,3	724,5	105,9	1051,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.10.2028	31.12.2028	62	3,1	5,2	187,1	911,6	318,1	1369,3
Ожидаемая добыча нефти за год				363	3,1	4,5	1095,8	911,6	1590,4	1369,3
2029 год										
JI-I										
Режимные исследования	2,0	31.12.2028	02.01.2029	3	2,5	2,9	6,8	6,8	8,2	8,2
	1,8	03.01.2029	05.01.2029	3	2,8	3,4	7,8	14,7	9,4	17,6
	1,7	06.01.2029	08.01.2029	3	3,2	3,8	8,8	23,4	10,5	28,1
	2,0	09.01.2029	11.01.2029	3	2,5	2,9	6,8	30,3	8,2	36,3
	закрытие на КВД	12.01.2029	14.01.2029	3						
	1,4	15.01.2029	17.01.2029	3	3,9	4,6	10,7	41,0	12,9	49,2
	1,2	18.01.2029	20.01.2029	3	4,2	5,0	11,7	52,7	14,1	63,3
	1,1	21.01.2029	23.01.2029	3	4,6	5,5	12,7	65,4	15,2	78,5
	1,4	24.01.2029	26.01.2029	3	3,9	4,6	10,7	76,2	12,9	91,4
	закрытие на КВД	27.01.2029	29.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,6	4,4	76,2	76,2	91,4	91,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.01.2029	16.04.2029	76	2,8	4,8	198,0	274,2	336,5	428,0
Режимные исследования	2,0	16.04.2029	18.04.2029	3	2,5	2,9	6,8	281,0	8,2	436,2
	1,8	19.04.2029	21.04.2029	3	2,8	3,4	7,8	288,8	9,4	445,5
	1,7	22.04.2029	24.04.2029	3	3,2	3,8	8,8	297,6	10,5	456,1
	2,0	25.04.2029	27.04.2029	3	2,5	2,9	6,8	304,4	8,2	464,3
	закрытие на КВД	28.04.2029	30.04.2029	3						
	1,4	01.05.2029	03.05.2029	3	3,9	4,6	10,7	315,2	12,9	477,2
	1,2	04.05.2029	06.05.2029	3	4,2	5,0	11,7	326,9	14,1	491,3
	1,1	07.05.2029	09.05.2029	3	4,6	5,5	12,7	339,6	15,2	506,5
	1,4	10.05.2029	12.05.2029	3	3,9	4,6	10,7	350,3	12,9	519,4
	закрытие на КВД	13.05.2029	15.05.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,6	4,4	76,2	350,3	91,4	519,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		16.05.2029	31.07.2029	76	2,8	4,8	198,0	548,3	336,5	855,9
Ожидаемая добыча нефти за год				212	2,6	4,1	548,3	548,3	855,9	855,9

Таблица 4.1.3 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-1

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ТЮ-1								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2026 год										
Т-1										
Режимные исследования	2,3	01.06.2026	03.06.2026	3	4,7	5,2	12,4	12,4	13,6	13,6
	2,2	04.06.2026	06.06.2026	3	5,4	5,9	14,2	26,6	15,6	29,2
	2,0	07.06.2026	09.06.2026	3	6,1	6,7	15,9	42,5	17,5	46,8
	2,3	10.06.2026	12.06.2026	3	4,7	5,2	12,4	54,9	13,6	60,4
	закрытие на КВД	13.06.2026	15.06.2026	3						
	1,6	16.06.2026	18.06.2026	3	7,4	8,2	19,5	74,4	21,4	81,8
	1,4	19.06.2026	21.06.2026	3	8,1	8,9	21,3	95,6	23,4	105,2
	1,3	22.06.2026	24.06.2026	3	8,8	9,7	23,0	118,7	25,3	130,5
	1,6	25.06.2026	27.06.2026	3	7,4	8,2	19,5	138,1	21,4	152,0
	закрытие на КВД	28.06.2026	30.06.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	4,7	5,639	138,1	138,1	152,0	152,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.07.2026	15.09.2026	76	5,4	6,485	358,9	497,1	430,7	582,7
Режимные исследования	2,3	15.09.2026	17.09.2026	3	4,7	5,2	12,4	509,5	13,6	596,3
	2,2	18.09.2026	20.09.2026	3	5,4	5,9	14,2	523,7	15,6	611,9
	2,0	21.09.2026	23.09.2026	3	6,1	6,7	15,9	539,6	17,5	629,4
	2,3	24.09.2026	26.09.2026	3	4,7	5,2	12,4	552,0	13,6	643,1
	закрытие на КВД	27.09.2026	29.09.2026	3						
	1,6	30.09.2026	02.10.2026	3	7,4	8,2	19,5	571,5	21,4	664,5
	1,4	03.10.2026	05.10.2026	3	8,1	8,9	21,3	592,7	23,4	687,9
	1,3	06.10.2026	08.10.2026	3	8,8	9,7	23,0	615,8	25,3	713,2
	1,6	09.10.2026	11.10.2026	3	7,4	8,2	19,5	635,2	21,4	734,7
	закрытие на КВД	12.10.2026	14.10.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	4,7	5,639	138,1	635,2	152,0	734,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.10.2026	31.12.2026	77	5,4	6,485	363,7	998,9	436,4	1171,1
Ожидаемая добыча нефти за год				213	4,8	5,6	998,9	998,9	1171,1	1171,1
2027 год										
Т-1										
Режимные исследования	2,3	01.01.2027	03.01.2027	3	5,2	5,7	15,4	1014,3	16,9	1188,0
	2,2	04.01.2027	06.01.2027	3	6,0	6,6	17,6	1031,8	19,3	1207,3
	2,0	07.01.2027	09.01.2027	3	6,7	7,4	19,8	1051,6	21,7	1229,0
	2,3	10.01.2027	12.01.2027	3	5,2	5,7	15,4	1066,9	16,9	1245,9
	закрытие на КВД	13.01.2027	15.01.2027	3						
	1,6	16.01.2027	18.01.2027	3	8,2	9,0	24,1	1091,1	26,6	1272,5
	1,4	19.01.2027	21.01.2027	3	9,0	9,9	26,3	1117,4	29,0	1301,4
	1,3	22.01.2027	24.01.2027	3	9,7	10,7	28,5	1146,0	31,4	1332,8
	1,6	25.01.2027	27.01.2027	3	8,2	9,0	24,1	1170,1	26,6	1359,4
	закрытие на КВД	28.01.2027	30.01.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	6,988	171,2	1170,1	188,3	1359,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2027	31.03.2027	59	6,0	7,167	345,3	1515,4	414,4	1773,8
Режимные исследования	2,3	01.04.2027	03.04.2027	3	5,2	5,7	15,4	1530,8	16,9	1790,7
	2,2	04.04.2027	06.04.2027	3	6,0	6,6	17,6	1548,4	19,3	1810,0
	2,0	07.04.2027	09.04.2027	3	6,7	7,4	19,8	1568,1	21,7	1831,7
	2,3	10.04.2027	12.04.2027	3	5,2	5,7	15,4	1583,5	16,9	1848,6
	закрытие на КВД	13.04.2027	15.04.2027	3						
	1,6	16.04.2027	18.04.2027	3	8,2	9,0	24,1	1607,6	26,6	1875,2
	1,4	19.04.2027	21.04.2027	3	9,0	9,9	26,3	1634,0	29,0	1904,2

Продолжение таблицы 4.1.3

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	1,3	22.04.2027	24.04.2027	3	9,7	10,7	28,5	1662,5	31,4	1935,5
	1,6	25.04.2027	27.04.2027	3	8,2	9,0	24,1	1686,6	26,6	1962,1
	закрытие на КВД	28.04.2027	30.04.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	6,988	171,2	1686,6	188,3	1962,1
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2027	30.06.2027	60	6,0	7,167	351,2	2037,8	421,4	2383,5
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.07.2027	03.07.2027	3	5,2	5,7	15,4	2053,2	16,9	2400,4
	2,2	04.07.2027	06.07.2027	3	6,0	6,6	17,6	2070,8	19,3	2419,8
	2,0	07.07.2027	09.07.2027	3	6,7	7,4	19,8	2090,5	21,7	2441,5
	2,3	10.07.2027	12.07.2027	3	5,2	5,7	15,4	2105,9	16,9	2458,4
	закрытие на КВД	13.07.2027	15.07.2027	3						
	1,6	16.07.2027	18.07.2027	3	8,2	9,0	24,1	2130,0	26,6	2484,9
	1,4	19.07.2027	21.07.2027	3	9,0	9,9	26,3	2156,4	29,0	2513,9
	1,3	22.07.2027	24.07.2027	3	9,7	10,7	28,5	2184,9	31,4	2545,3
	1,6	25.07.2027	27.07.2027	3	8,2	9,0	24,1	2209,0	26,6	2571,9
	закрытие на КВД	28.07.2027	30.07.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	6,988	171,2	2209,0	188,3	2571,9
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2027	30.09.2027	61	6,0	7,167	357,0	2566,1	428,5	3000,3
Режимные исследования	2,3	01.10.2027	03.10.2027	3	5,2	5,7	15,4	2581,5	16,9	3017,2
	2,2	04.10.2027	06.10.2027	3	6,0	6,6	17,6	2599,0	19,3	3036,5
	2,0	07.10.2027	09.10.2027	3	6,7	7,4	19,8	2618,8	21,7	3058,3
	2,3	10.10.2027	12.10.2027	3	5,2	5,7	15,4	2634,1	16,9	3075,2
	закрытие на КВД	13.10.2027	15.10.2027	3						
	1,6	16.10.2027	18.10.2027	3	8,2	9,0	24,1	2658,3	26,6	3101,7
	1,4	19.10.2027	21.10.2027	3	9,0	9,9	26,3	2684,6	29,0	3130,7
	1,3	22.10.2027	24.10.2027	3	9,7	10,7	28,5	2713,2	31,4	3162,1
	1,6	25.10.2027	27.10.2027	3	8,2	9,0	24,1	2737,3	26,6	3188,6
	закрытие на КВД	28.10.2027	30.10.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	6,988	171,2	2737,3	188,3	3188,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.10.2027	31.12.2027	61	6,0	7,167	357,0	3094,3	428,5	3617,1
Ожидаемая добыча нефти за год				361	5,9	6,9	2095,4	3094,3	2446,0	3617,1
2028										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2028	03.01.2028	3	5,2	5,7	15,4	3109,7	16,9	3634,0
	2,2	04.01.2028	06.01.2028	3	6,0	6,6	17,6	3127,3	19,3	3653,3
	2,0	07.01.2028	09.01.2028	3	6,7	7,4	19,8	3147,0	21,7	3675,0
	2,3	10.01.2028	12.01.2028	3	5,2	5,7	15,4	3162,4	16,9	3691,9
	закрытие на КВД	13.01.2028	15.01.2028	3						
	1,6	16.01.2028	18.01.2028	3	8,2	9,0	24,1	3186,5	26,6	3718,5
	1,4	19.01.2028	21.01.2028	3	9,0	9,9	26,3	3212,9	29,0	3747,5
	1,3	22.01.2028	24.01.2028	3	9,7	10,7	28,5	3241,4	31,4	3778,9
	1,6	25.01.2028	27.01.2028	3	8,2	9,0	24,1	3265,5	26,6	3805,4
	закрытие на КВД	28.01.2028	30.01.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	6,988	171,2	3265,5	188,3	3805,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2028	31.03.2028	60	6,0	7,167	351,2	3616,7	421,4	4226,9
Режимные исследования	2,3	01.04.2028	03.04.2028	3	5,2	5,7	15,4	3632,1	16,9	4243,8
	2,2	04.04.2028	06.04.2028	3	6,0	6,6	17,6	3649,7	19,3	4263,1
	2,0	07.04.2028	09.04.2028	3	6,7	7,4	19,8	3669,4	21,7	4284,8
	2,3	10.04.2028	12.04.2028	3	5,2	5,7	15,4	3684,8	16,9	4301,7
	закрытие на КВД	13.04.2028	15.04.2028	3						
	1,6	16.04.2028	18.04.2028	3	8,2	9,0	24,1	3708,9	26,6	4328,3
	1,4	19.04.2028	21.04.2028	3	9,0	9,9	26,3	3735,3	29,0	4357,2
	1,3	22.04.2028	24.04.2028	3	9,7	10,7	28,5	3763,8	31,4	4388,6

Продолжение таблицы 4.1.3

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	1,6	25.04.2028	27.04.2028	3	8,2	9,0	24,1	3787,9	26,6	4415,2
	закрытие на КВД	28.04.2028	30.04.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	6,988	171,2	3787,9	188,3	4415,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2028	30.06.2028	60	6,0	7,167	351,2	4139,1	421,4	4836,6
Т-І										
Режимные исследования	2,3	30.06.2028	02.07.2028	3	5,2	5,7	15,4	4154,5	16,9	4853,5
	2,2	03.07.2028	05.07.2028	3	6,0	6,6	17,6	4172,1	19,3	4872,8
	2,0	06.07.2028	08.07.2028	3	6,7	7,4	19,8	4191,8	21,7	4894,6
	2,3	09.07.2028	11.07.2028	3	5,2	5,7	15,4	4207,2	16,9	4911,5
	закрытие на КВД	12.07.2028	14.07.2028	3						
	1,6	15.07.2028	17.07.2028	3	8,2	9,0	24,1	4231,3	26,6	4938,0
	1,4	18.07.2028	20.07.2028	3	9,0	9,9	26,3	4257,7	29,0	4967,0
	1,3	21.07.2028	23.07.2028	3	9,7	10,7	28,5	4286,2	31,4	4998,4
	1,6	24.07.2028	26.07.2028	3	8,2	9,0	24,1	4310,3	26,6	5024,9
	закрытие на КВД	27.07.2028	29.07.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	6,988	171,2	4310,3	188,3	5024,9
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.07.2028	29.09.2028	61	6,0	7,167	357,0	4667,4	428,5	5453,4
Режимные исследования	2,3	30.09.2028	02.10.2028	3	5,2	5,7	15,4	4682,7	16,9	5470,3
	2,2	03.10.2028	05.10.2028	3	6,0	6,6	17,6	4700,3	19,3	5489,6
	2,0	06.10.2028	08.10.2028	3	6,7	7,4	19,8	4720,1	21,7	5511,3
	2,3	09.10.2028	11.10.2028	3	5,2	5,7	15,4	4735,4	16,9	5528,2
	закрытие на КВД	12.10.2028	14.10.2028	3						
	1,6	15.10.2028	17.10.2028	3	8,2	9,0	24,1	4759,6	26,6	5554,8
	1,4	18.10.2028	20.10.2028	3	9,0	9,9	26,3	4785,9	29,0	5583,8
	1,3	21.10.2028	23.10.2028	3	9,7	10,7	28,5	4814,4	31,4	5615,2
	1,6	24.10.2028	26.10.2028	3	8,2	9,0	24,1	4838,6	26,6	5641,7
	закрытие на КВД	27.10.2028	29.10.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	7,0	171,2	4838,6	188,3	5641,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.10.2028	31.12.2028	62	6,0	7,2	362,9	5201,5	435,5	6077,2
Ожидаемая добыча нефти за год				363	5,9	6,9	2107,1	5201,5	2460,1	6077,2
2029 год										
Т-І										
Режимные исследования	2,3	01.01.2029	03.01.2029	3	4,7	5,7	13,2	5214,7	15,8	6093,0
	2,2	04.01.2029	06.01.2029	3	5,4	6,5	15,1	5229,8	18,1	6111,1
	2,0	07.01.2029	09.01.2029	3	6,1	7,3	17,0	5246,7	20,4	6131,5
	2,3	10.01.2029	12.01.2029	3	4,7	5,7	13,2	5259,9	15,8	6147,3
	закрытие на КВД	13.01.2029	15.01.2029	3						
	1,6	16.01.2029	18.01.2029	3	7,4	8,9	20,7	5280,6	24,9	6172,2
	1,4	19.01.2029	21.01.2029	3	8,1	9,7	22,6	5303,3	27,1	6199,3
	1,3	22.01.2029	24.01.2029	3	8,8	10,5	24,5	5327,8	29,4	6228,7
	1,6	25.01.2029	27.01.2029	3	7,4	8,9	20,7	5348,5	24,9	6253,6
	закрытие на КВД	28.01.2029	30.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,0	147,0	5348,5	176,4	6253,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2029	16.04.2029	75	5,4	6,5	376,9	5725,4	452,3	6705,9
Режимные исследования	2,3	16.04.2029	18.04.2029	3	4,7	5,7	13,2	5738,6	15,8	6721,7
	2,2	19.04.2029	21.04.2029	3	5,4	6,5	15,1	5753,7	18,1	6739,8
	2,0	22.04.2029	24.04.2029	3	6,1	7,3	17,0	5770,6	20,4	6760,2
	2,3	25.04.2029	27.04.2029	3	4,7	5,7	13,2	5783,8	15,8	6776,0
	закрытие на КВД	28.04.2029	30.04.2029	3						
	1,6	01.05.2029	03.05.2029	3	7,4	8,9	20,7	5804,6	24,9	6800,9
	1,4	04.05.2029	06.05.2029	3	8,1	9,7	22,6	5827,2	27,1	6828,0
	1,3	07.05.2029	09.05.2029	3	8,8	10,5	24,5	5851,7	29,4	6857,4
	1,6	10.05.2029	12.05.2029	3	7,4	8,9	20,7	5872,4	24,9	6882,3
	закрытие на КВД	13.05.2029	15.05.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,0	147,0	5872,4	176,4	6882,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		16.05.2029	31.07.2029	76	5,4	6,5	381,9	6254,3	458,3	7340,6
Ожидаемая добыча нефти за год				211	5,092	6,1	1052,9	6254,3	1263,4	7340,6

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-2

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ТЮ-2								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2026 год										
Т-II										
Режимные исследования	2,7	01.06.2026	03.06.2026	3	2,2	3,8	5,9	5,9	9,9	9,9
	2,4	04.06.2026	06.06.2026	3	2,6	4,3	6,7	12,5	11,4	21,3
	2,2	07.06.2026	09.06.2026	3	2,9	4,9	7,5	20,1	12,8	34,1
	2,7	10.06.2026	12.06.2026	3	2,2	3,8	5,9	25,9	9,9	44,1
	закрытие на КВД	13.06.2026	15.06.2026	3						
	1,8	16.06.2026	18.06.2026	3	3,5	6,0	9,2	35,1	15,6	59,7
	1,6	19.06.2026	21.06.2026	3	3,8	6,5	10,0	45,1	17,1	76,7
	1,4	22.06.2026	24.06.2026	3	4,1	7,0	10,9	56,0	18,5	95,2
	1,8	25.06.2026	27.06.2026	3	3,5	6,0	9,2	65,2	15,6	110,8
	закрытие на КВД	28.06.2026	30.06.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,2	3,8	65,2	65,2	110,8	110,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.07.2026	15.09.2026	76	2,6	4,3	169,4	234,6	288,0	398,9
Режимные исследования	2,7	15.09.2026	17.09.2026	3	2,2	3,8	5,8	240,5	9,9	408,8
	2,4	18.09.2026	20.09.2026	3	2,5	4,3	6,7	247,1	11,3	420,1
	2,2	21.09.2026	23.09.2026	3	2,9	4,9	7,5	254,6	12,8	432,9
	2,7	24.09.2026	26.09.2026	3	2,2	3,8	5,8	260,5	9,9	442,8
	закрытие на КВД	27.09.2026	29.09.2026	3		0,0				
	1,8	30.09.2026	02.10.2026	3	3,5	5,9	9,1	269,6	15,5	458,3
	1,6	03.10.2026	05.10.2026	3	3,8	6,5	10,0	279,6	16,9	475,3
	1,4	06.10.2026	08.10.2026	3	4,1	7,0	10,8	290,4	18,3	493,6
	1,8	09.10.2026	11.10.2026	3	3,5	5,9	9,1	299,5	15,5	509,1
	закрытие на КВД	12.10.2026	14.10.2026	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,2	3,8	64,9	299,5	110,3	509,1
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.10.2026	31.12.2026	77	2,5	4,3	171,3	470,8	291,2	800,3
Ожидаемая добыча нефти за год				213	2,3	3,8	470,8	470,8	800,3	800,3
2027 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2027	03.01.2027	3	2,6	3,2	7,8	478,6	9,3	809,7
	2,2	04.01.2027	06.01.2027	3	3,0	3,6	8,9	487,4	10,7	820,3
	2,0	07.01.2027	09.01.2027	3	3,4	4,1	10,0	497,4	12,0	832,3
	2,3	10.01.2027	12.01.2027	3	2,6	3,2	7,8	505,2	9,3	841,6
	закрытие на КВД	13.01.2027	15.01.2027	3						
	1,6	16.01.2027	18.01.2027	3	4,2	5,0	12,2	517,4	14,7	856,3
	1,4	19.01.2027	21.01.2027	3	4,5	5,4	13,3	530,7	16,0	872,3
	1,3	22.01.2027	24.01.2027	3	4,9	5,9	14,4	545,2	17,3	889,6
	1,6	25.01.2027	27.01.2027	3	4,2	5,0	12,2	557,4	14,7	904,2
	закрытие на КВД	28.01.2027	30.01.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,9	3,5	86,6	557,4	103,9	904,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2027	31.03.2027	59	3,0	3,6	174,6	732,0	209,6	1113,8
Режимные исследования	2,3	01.04.2027	03.04.2027	3	2,6	3,2	7,8	739,8	9,3	1123,1
	2,2	04.04.2027	06.04.2027	3	3,0	3,6	8,9	748,7	10,7	1133,8
	2,0	07.04.2027	09.04.2027	3	3,4	4,1	10,0	758,7	12,0	1145,8
	2,3	10.04.2027	12.04.2027	3	2,6	3,2	7,8	766,4	9,3	1155,1
	закрытие на КВД	13.04.2027	15.04.2027	3						
	1,6	16.04.2027	18.04.2027	3	4,2	5,0	12,2	778,6	14,7	1169,8
	1,4	19.04.2027	21.04.2027	3	4,5	5,4	13,3	792,0	16,0	1185,7
	1,3	22.04.2027	24.04.2027	3	4,9	5,9	14,4	806,4	17,3	1203,1

Продолжение таблицы 4.1.4

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	1,6	25.04.2027	27.04.2027	3	4,2	5,0	12,2	818,6	14,7	1217,7
	закрытие на КВД	28.04.2027	30.04.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,9	3,5	86,6	818,6	103,9	1217,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2027	30.06.2027	60	3,0	3,6	177,6	996,2	213,1	1430,8
J1-I										
Режимные исследования	2,0	01.07.2027	03.07.2027	3	0,9	1,13	2,8	999,0	3,3	1434,2
	1,8	04.07.2027	06.07.2027	3	1,1	1,30	3,2	1002,1	3,8	1438,0
	1,7	07.07.2027	09.07.2027	3	1,2	1,46	3,6	1005,7	4,3	1442,3
	2,0	10.07.2027	12.07.2027	3	0,9	1,13	2,8	1008,5	3,3	1445,6
	закрытие на КВД	13.07.2027	15.07.2027	3						
	1,4	16.07.2027	18.07.2027	3	1,5	1,78	4,4	1012,9	5,2	1450,8
	1,2	19.07.2027	21.07.2027	3	1,6	1,94	4,8	1017,6	5,7	1456,5
	1,1	22.07.2027	24.07.2027	3	1,8	2,10	5,2	1022,8	6,2	1462,7
	1,4	25.07.2027	27.07.2027	3	1,5	1,78	4,4	1027,1	5,2	1468,0
	закрытие на КВД	28.07.2027	30.07.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	1,1	1,3	30,9	1027,1	37,1	1468,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2027	30.09.2027	61	1,1	1,3	64,5	1091,7	77,4	1545,4
Режимные исследования	2,0	01.10.2027	03.10.2027	3	0,9	1,13	2,8	1094,5	3,3	1548,7
	1,8	04.10.2027	06.10.2027	3	1,1	1,30	3,2	1097,6	3,8	1552,5
	1,7	07.10.2027	09.10.2027	3	1,2	1,46	3,6	1101,2	4,3	1556,8
	2,0	10.10.2027	12.10.2027	3	0,9	1,13	2,8	1104,0	3,3	1560,2
	закрытие на КВД	13.10.2027	15.10.2027	3						
	1,4	16.10.2027	18.10.2027	3	1,5	1,78	4,4	1108,3	5,2	1565,4
	1,2	19.10.2027	21.10.2027	3	1,6	1,94	4,8	1113,1	5,7	1571,1
	1,1	22.10.2027	24.10.2027	3	1,8	2,10	5,2	1118,3	6,2	1577,3
	1,4	25.10.2027	27.10.2027	3	1,5	1,78	4,4	1122,6	5,2	1582,5
	закрытие на КВД	28.10.2027	30.10.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	1,1	1,3	30,9	1122,6	37,1	1582,5
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.10.2027	31.12.2027	61	1,1	1,3	64,5	1187,1	77,4	1660,0
Ожидаемая добыча нефти за год				361	2,0	2,4	716,4	1187,1	859,6	1660,0
2028										
T-II										
Режимные исследования	2,7	01.01.2028	03.01.2028	3	2,2	3,8	6,6	1193,7	11,2	1671,1
	2,4	04.01.2028	06.01.2028	3	2,6	4,3	7,5	1201,2	12,7	1683,9
	2,2	07.01.2028	09.01.2028	3	2,9	4,9	8,4	1209,6	14,3	1698,2
	2,7	10.01.2028	12.01.2028	3	2,2	3,8	6,6	1216,2	11,2	1709,4
	закрытие на КВД	13.01.2028	15.01.2028	3						
	1,8	16.01.2028	18.01.2028	3	3,5	6,0	10,3	1226,5	17,5	1726,9
	1,6	19.01.2028	21.01.2028	3	3,8	6,5	11,2	1237,8	19,1	1746,0
	1,4	22.01.2028	24.01.2028	3	4,1	7,0	12,2	1249,9	20,7	1766,7
	1,8	25.01.2028	27.01.2028	3	3,5	6,0	10,3	1260,3	17,5	1784,3
	закрытие на КВД	28.01.2028	30.01.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,487	2,98	73,1	1260,3	124,3	1784,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2028	31.03.2028	60	2,551	3,06	150,0	1410,2	180,0	1964,2
Режимные исследования	2,7	01.04.2028	03.04.2028	3	2,2	3,8	6,6	1416,8	11,2	1975,4
	2,4	04.04.2028	06.04.2028	3	2,6	4,3	7,5	1424,3	12,7	1988,1
	2,2	07.04.2028	09.04.2028	3	2,9	4,9	8,4	1432,7	14,3	2002,5
	2,7	10.04.2028	12.04.2028	3	2,2	3,8	6,6	1439,3	11,2	2013,6
	закрытие на КВД	13.04.2028	15.04.2028	3						
	1,8	16.04.2028	18.04.2028	3	3,5	6,0	10,3	1449,6	17,5	2031,2
	1,6	19.04.2028	21.04.2028	3	3,8	6,5	11,2	1460,8	19,1	2050,3
	1,4	22.04.2028	24.04.2028	3	4,1	7,0	12,2	1473,0	20,7	2071,0
	1,8	25.04.2028	27.04.2028	3	3,5	6,0	10,3	1483,3	17,5	2088,5

Продолжение таблицы 4.1.4

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	закрытие на КВД	28.04.2028	30.04.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,487	2,98	73,1	1483,3	124,3	2088,5
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2028	30.06.2028	60	2,551	3,06	150,0	1633,3	180,0	2268,5
Т-I										
Режимные исследования	2,3	30.06.2028	02.07.2028	3	2,6	4,5	7,8	1641,1	13,2	2281,7
	2,2	03.07.2028	05.07.2028	3	3,0	5,1	8,9	1650,0	15,1	2296,8
	2,0	06.07.2028	08.07.2028	3	3,4	5,8	10,0	1660,0	17,0	2313,8
	2,3	09.07.2028	11.07.2028	3	2,6	4,5	7,8	1667,7	13,2	2327,0
	закрытие на КВД	12.07.2028	14.07.2028	3						
	1,6	15.07.2028	17.07.2028	3	4,2	7,1	12,2	1679,9	20,8	2347,7
	1,4	18.07.2028	20.07.2028	3	4,5	7,7	13,3	1693,3	22,6	2370,4
	1,3	21.07.2028	23.07.2028	3	4,9	8,3	14,4	1707,7	24,5	2394,9
	1,6	24.07.2028	26.07.2028	3	4,2	7,1	12,2	1719,9	20,8	2415,7
	закрытие на КВД	27.07.2028	29.07.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,945	5,006	86,6	1719,9	147,2	2415,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.07.2028	29.09.2028	61	3,020	5,135	180,6	1900,5	307,0	2722,6
Режимные исследования	2,3	30.09.2028	02.10.2028	3	2,6	4,5	7,8	1908,2	13,2	2735,8
	2,2	03.10.2028	05.10.2028	3	3,0	5,1	8,9	1917,1	15,1	2750,9
	2,0	06.10.2028	08.10.2028	3	3,4	5,8	10,0	1927,1	17,0	2767,9
	2,3	09.10.2028	11.10.2028	3	2,6	4,5	7,8	1934,9	13,2	2781,1
	закрытие на КВД	12.10.2028	14.10.2028	3						
	1,6	15.10.2028	17.10.2028	3	4,2	7,1	12,2	1947,1	20,8	2801,9
	1,4	18.10.2028	20.10.2028	3	4,5	7,7	13,3	1960,4	22,6	2824,5
	1,3	21.10.2028	23.10.2028	3	4,9	8,3	14,4	1974,8	24,5	2849,1
	1,6	24.10.2028	26.10.2028	3	4,2	7,1	12,2	1987,0	20,8	2869,8
	закрытие на КВД	27.10.2028	29.10.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,945	5,006	86,6	1987,0	147,2	2869,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.10.2028	31.12.2028	62	3,020	5,135	183,5	2170,6	312,0	3181,8
Ожидаемая добыча нефти за год				363	2,8	4,3	983,4	2170,6	1521,8	3181,8
2029 год										
JI-I										
Режимные исследования	2,0	01.01.2029	03.01.2029	3	0,9	1,13	2,6	2173,2	3,2	3185,0
	1,8	04.01.2029	06.01.2029	3	1,1	1,30	3,0	2176,2	3,6	3188,6
	1,7	07.01.2029	09.01.2029	3	1,2	1,46	3,4	2179,6	4,1	3192,7
	2,0	10.01.2029	12.01.2029	3	0,9	1,13	2,6	2182,2	3,2	3195,8
	закрытие на КВД	13.01.2029	15.01.2029	3						
	1,4	16.01.2029	18.01.2029	3	1,5	1,78	4,1	2186,4	5,0	3200,8
	1,2	19.01.2029	21.01.2029	3	1,6	1,94	4,5	2190,9	5,4	3206,2
	1,1	22.01.2029	24.01.2029	3	1,8	2,10	4,9	2195,8	5,9	3212,1
	1,4	25.01.2029	27.01.2029	3	1,5	1,78	4,1	2199,9	5,0	3217,0
	закрытие на КВД	28.01.2029	30.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	1,0	1,7	29,4	2199,9	35,2	3217,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2029	16.04.2029	75	1,1	1,8	75,3	2275,2	128,0	3345,0
Режимные исследования	2,0	16.04.2029	18.04.2029	3	0,9	1,13	2,6	2277,9	3,2	3348,2
	1,8	19.04.2029	21.04.2029	3	1,1	1,30	3,0	2280,9	3,6	3351,8
	1,7	22.04.2029	24.04.2029	3	1,2	1,46	3,4	2284,3	4,1	3355,9
	2,0	25.04.2029	27.04.2029	3	0,9	1,13	2,6	2286,9	3,2	3359,1
	закрытие на КВД	28.04.2029	30.04.2029	3						
	1,4	01.05.2029	03.05.2029	3	1,5	1,78	4,1	2291,0	5,0	3364,0
	1,2	04.05.2029	06.05.2029	3	1,6	1,94	4,5	2295,6	5,4	3369,4
	1,1	07.05.2029	09.05.2029	3	1,8	2,10	4,9	2300,4	5,9	3375,3
	1,4	10.05.2029	12.05.2029	3	1,5	1,78	4,1	2304,6	5,0	3380,3
	закрытие на КВД	13.05.2029	15.05.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	1,0	1,7	29,4	2304,6	35,2	3380,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		16.05.2029	31.07.2029	76	1,1	1,8	76,3	2380,9	129,7	3510,0
Ожидаемая добыча нефти за год				211	1,0	1,6	210,3	2380,9	328,2	3510,0

Таблица 4.1.5 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-3

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ТЮ-3								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2027 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2027	03.01.2027	3	4,5	5,4	13,3	13,3	15,9	15,9
	2,2	04.01.2027	06.01.2027	3	5,2	6,2	15,2	28,5	18,2	34,2
	2,0	07.01.2027	09.01.2027	3	5,8	7,0	17,1	45,6	20,5	54,7
	2,3	10.01.2027	12.01.2027	3	4,5	5,4	13,3	58,9	15,9	70,6
	закрытие на КВД	13.01.2027	15.01.2027	3						
	1,6	16.01.2027	18.01.2027	3	7,1	8,5	20,9	79,7	25,1	95,7
	1,4	19.01.2027	21.01.2027	3	7,7	9,3	22,8	102,5	27,3	123,0
	1,3	22.01.2027	24.01.2027	3	8,4	10,1	24,7	127,2	29,6	152,7
	1,6	25.01.2027	27.01.2027	3	7,1	8,5	20,9	148,1	25,1	177,7
	закрытие на КВД	28.01.2027	30.01.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	7,1	148,1	148,1	177,7	177,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2027	01.04.2027	60	5,2	7,2	303,8	451,9	425,3	603,0
Режимные исследования	2,3	01.04.2027	03.04.2027	3	4,5	6,3	13,3	465,2	18,6	621,6
	2,2	04.04.2027	06.04.2027	3	5,2	7,2	15,2	480,4	21,3	642,9
	2,0	07.04.2027	09.04.2027	3	5,8	8,1	17,1	497,5	23,9	666,8
	2,3	10.04.2027	12.04.2027	3	4,5	6,3	13,3	510,8	18,6	685,4
	закрытие на КВД	13.04.2027	15.04.2027	3						
	1,6	16.04.2027	18.04.2027	3	7,1	9,9	20,9	531,6	29,2	714,7
	1,4	19.04.2027	21.04.2027	3	7,7	10,8	22,8	554,4	31,9	746,6
	1,3	22.04.2027	24.04.2027	3	8,4	11,8	24,7	579,1	34,6	781,1
	1,6	25.04.2027	27.04.2027	3	7,1	9,9	20,9	600,0	29,2	810,4
	закрытие на КВД	28.04.2027	30.04.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	7,1	148,1	600,0	207,3	810,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2027	30.06.2027	60	5,2	7,2	303,8	903,8	425,3	1235,7
Т-II										
Режимные исследования	2,3	01.07.2027	03.07.2027	3	4,5	5,4	13,3	917,1	15,9	1251,6
	2,2	04.07.2027	06.07.2027	3	5,2	6,2	15,2	932,3	18,2	1269,9
	2,0	07.07.2027	09.07.2027	3	5,8	7,0	17,1	949,4	20,5	1290,4
	2,3	10.07.2027	12.07.2027	3	4,5	5,4	13,3	962,7	15,9	1306,3
	закрытие на КВД	13.07.2027	15.07.2027	3						
	1,6	16.07.2027	18.07.2027	3	7,1	8,5	20,9	983,5	25,1	1331,4
	1,4	19.07.2027	21.07.2027	3	7,7	9,3	22,8	1006,3	27,3	1358,7
	1,3	22.07.2027	24.07.2027	3	8,4	10,1	24,7	1031,0	29,6	1388,3
	1,6	25.07.2027	27.07.2027	3	7,1	8,5	20,9	1051,9	25,1	1413,4
	закрытие на КВД	28.07.2027	30.07.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,0	148,1	1051,9	177,7	1413,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2027	30.09.2027	61	5,2	6,2	308,9	1360,8	370,6	1784,0
Режимные исследования	2,3	01.10.2027	03.10.2027	3	4,5	5,4	13,3	1374,0	15,9	1800,0
	2,2	04.10.2027	06.10.2027	3	5,2	6,2	15,2	1389,2	18,2	1818,2
	2,0	07.10.2027	09.10.2027	3	5,8	7,0	17,1	1406,3	20,5	1838,7
	2,3	10.10.2027	12.10.2027	3	4,5	5,4	13,3	1419,6	15,9	1854,7
	закрытие на КВД	13.10.2027	15.10.2027	3						
	1,6	16.10.2027	18.10.2027	3	7,1	8,5	20,9	1440,5	25,1	1879,7
	1,4	19.10.2027	21.10.2027	3	7,7	9,3	22,8	1463,3	27,3	1907,1
	1,3	22.10.2027	24.10.2027	3	8,4	10,1	24,7	1488,0	29,6	1936,7
	1,6	25.10.2027	27.10.2027	3	7,1	8,5	20,9	1508,9	25,1	1961,8
	закрытие на КВД	28.10.2027	30.10.2027	3						

Продолжение таблицы 4.1.5

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,0	148,1	1508,9	177,7	1961,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.10.2027	31.12.2027	61	5,2	6,2	308,9	1817,7	370,6	2332,4
Ожидаемая добыча нефти за год				362	5,1	6,6	1817,7	1817,7	2332,4	2332,4
2028 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2028	03.01.2028	3	4,5	5,4	13,3	1831,0	15,9	2348,3
	2,2	04.01.2028	06.01.2028	3	5,2	6,2	15,2	1846,2	18,2	2366,6
	2,0	07.01.2028	09.01.2028	3	5,8	7,0	17,1	1863,3	20,5	2387,1
	2,3	10.01.2028	12.01.2028	3	4,5	5,4	13,3	1876,6	15,9	2403,0
	закрытие на КВД	13.01.2028	15.01.2028	3						
	1,6	16.01.2028	18.01.2028	3	7,1	8,5	20,9	1897,5	25,1	2428,1
	1,4	19.01.2028	21.01.2028	3	7,7	9,3	22,8	1920,2	27,3	2455,4
	1,3	22.01.2028	24.01.2028	3	8,4	10,1	24,7	1944,9	29,6	2485,0
	1,6	25.01.2028	27.01.2028	3	7,1	8,5	20,9	1965,8	25,1	2510,1
	закрытие на КВД	28.01.2028	30.01.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,0	148,1	1965,8	177,7	2510,1
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2028	31.03.2028	60	5,2	6,2	303,8	2269,6	364,6	2874,7
Режимные исследования	2,3	01.04.2028	03.04.2028	3	4,5	5,4	13,3	2282,9	15,9	2890,6
	2,2	04.04.2028	06.04.2028	3	5,2	6,2	15,2	2298,1	18,2	2908,8
	2,0	07.04.2028	09.04.2028	3	5,8	7,0	17,1	2315,2	20,5	2929,4
	2,3	10.04.2028	12.04.2028	3	4,5	5,4	13,3	2328,5	15,9	2945,3
	закрытие на КВД	13.04.2028	15.04.2028	3						
	1,6	16.04.2028	18.04.2028	3	7,1	8,5	20,9	2349,4	25,1	2970,4
	1,4	19.04.2028	21.04.2028	3	7,7	9,3	22,8	2372,1	27,3	2997,7
	1,3	22.04.2028	24.04.2028	3	8,4	10,1	24,7	2396,8	29,6	3027,3
	1,6	25.04.2028	27.04.2028	3	7,1	8,5	20,9	2417,7	25,1	3052,4
	закрытие на КВД	28.04.2028	30.04.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,0	148,1	2417,7	177,7	3052,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2028	30.06.2028	60	5,2	6,2	303,8	2721,5	364,6	3416,9
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.07.2028	03.07.2028	3	4,5	5,42	13,3	2734,8	15,9	3432,9
	2,2	04.07.2028	06.07.2028	3	5,2	6,20	15,2	2750,0	18,2	3451,1
	2,0	07.07.2028	09.07.2028	3	5,8	6,97	17,1	2767,1	20,5	3471,6
	2,3	10.07.2028	12.07.2028	3	4,5	5,42	13,3	2780,4	15,9	3487,6
	закрытие на КВД	13.07.2028	15.07.2028	3						
	1,6	16.07.2028	18.07.2028	3	7,1	8,52	20,9	2801,3	25,1	3512,6
	1,4	19.07.2028	21.07.2028	3	7,7	9,30	22,8	2824,0	27,3	3540,0
	1,3	22.07.2028	24.07.2028	3	8,4	10,07	24,7	2848,7	29,6	3569,6
	1,6	25.07.2028	27.07.2028	3	7,1	8,52	20,9	2869,6	25,1	3594,7
	закрытие на КВД	28.07.2028	30.07.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,04	148,1	2869,6	177,7	3594,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2028	30.09.2028	61	5,2	6,20	308,9	3178,5	370,6	3965,3
Режимные исследования	2,3	01.10.2028	03.10.2028	3	4,5	5,42	13,3	3191,8	15,9	3981,2
	2,2	04.10.2028	06.10.2028	3	5,2	6,20	15,2	3206,9	18,2	3999,5
	2,0	07.10.2028	09.10.2028	3	5,8	6,97	17,1	3224,0	20,5	4020,0
	2,3	10.10.2028	12.10.2028	3	4,5	5,42	13,3	3237,3	15,9	4035,9
	закрытие на КВД	13.10.2028	15.10.2028	3						
	1,6	16.10.2028	18.10.2028	3	7,1	8,52	20,9	3258,2	25,1	4061,0
	1,4	19.10.2028	21.10.2028	3	7,7	9,30	22,8	3281,0	27,3	4088,3
	1,3	22.10.2028	24.10.2028	3	8,4	10,07	24,7	3305,7	29,6	4118,0
	1,6	25.10.2028	27.10.2028	3	7,1	8,52	20,9	3326,6	25,1	4143,0
	закрытие на КВД	28.10.2028	30.10.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,0	6,04	148,1	3326,6	177,7	4143,0

Продолжение таблицы 4.1.5

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.10.2028	31.12.2028	61	5,2	6,20	308,9	3635,4	370,6	4513,6
Ожидаемая добыча нефти за год				182	5,1	6,1	913,9	3635,4	1096,7	4513,6
2029 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2029	03.01.2029	3	3,7	4,4	10,2	3645,7	12,3	4525,9
	2,2	04.01.2029	06.01.2029	3	4,2	5,04	11,7	3657,4	14,1	4540,0
	2,0	07.01.2029	09.01.2029	3	4,7	5,67	13,2	3670,6	15,8	4555,8
	2,3	10.01.2029	12.01.2029	3	3,7	4,41	10,2	3680,8	12,3	4568,1
	закрытие на КВД	13.01.2029	15.01.2029	3						
	1,6	16.01.2029	18.01.2029	3	5,8	6,93	16,1	3696,9	19,3	4587,4
	1,4	19.01.2029	21.01.2029	3	6,3	7,56	17,6	3714,5	21,1	4608,5
	1,3	22.01.2029	24.01.2029	3	6,8	8,19	19,0	3733,5	22,8	4631,4
	1,6	25.01.2029	27.01.2029	3	5,8	6,93	16,1	3749,6	19,3	4650,7
	закрытие на КВД	28.01.2029	30.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,9	4,66	114,2	3749,6	137,0	4650,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2029	01.04.2029	60	4,2	5,04	234,2	3983,9	281,1	4931,8
Режимные исследования	2,3	02.04.2029	04.04.2029	3	3,7	4,41	10,2	3994,1	12,3	4944,1
	2,2	05.04.2029	07.04.2029	3	4,2	5,04	11,7	4005,8	14,1	4958,1
	2,0	08.04.2029	10.04.2029	3	4,7	5,67	13,2	4019,0	15,8	4973,9
	2,3	11.04.2029	13.04.2029	3	3,7	4,41	10,2	4029,2	12,3	4986,2
	закрытие на КВД	14.04.2029	16.04.2029	3						
	1,6	17.04.2029	19.04.2029	3	5,8	6,93	16,1	4045,3	19,3	5005,6
	1,4	20.04.2029	22.04.2029	3	6,3	7,56	17,6	4062,9	21,1	5026,6
	1,3	23.04.2029	25.04.2029	3	6,8	8,19	19,0	4081,9	22,8	5049,5
	1,6	26.04.2029	28.04.2029	3	5,8	6,93	16,1	4098,0	19,3	5068,8
	закрытие на КВД	29.04.2029	01.05.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	3,9	4,66	114,2	4098,0	137,0	5068,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		02.05.2029	01.07.2029	60	4,2	5,04	234,2	4332,3	281,1	5349,9
Ожидаемая добыча нефти за год				180	4,0	4,7	696,9	4332,3	836,2	5349,9

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-4

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ТЮ-4								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2027 год										
J2-I										
Режимные исследования	1,0	01.05.2027	03.05.2027	3	0,7	0,8	2,0	2,0	2,4	2,4
	0,9	04.05.2027	06.05.2027	3	0,8	0,9	2,2	4,2	2,7	5,0
	0,8	07.05.2027	09.05.2027	3	0,9	1,0	2,5	6,7	3,0	8,1
	1,0	10.05.2027	12.05.2027	3	0,7	0,8	2,0	8,7	2,4	10,4
	закрытие на КВД	13.05.2027	15.05.2027	3						
	0,7	16.05.2027	18.05.2027	3	1,0	1,3	3,1	11,8	3,7	14,1
	0,6	19.05.2027	21.05.2027	3	1,1	1,4	3,4	15,1	4,0	18,1
	0,5	22.05.2027	24.05.2027	3	1,2	1,5	3,6	18,8	4,4	22,5
	0,7	25.05.2027	27.05.2027	3	1,0	1,3	3,1	21,8	3,7	26,2
	закрытие на КВД	28.05.2027	30.05.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	21,8	26,2	26,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.05.2027	30.06.2027	30	0,8	0,9	22,4	44,3	26,9	53,1
Режимные исследования	1,0	30.06.2027	02.07.2027	3	0,7	0,8	2,0	46,2	2,4	55,5
	0,9	03.07.2027	05.07.2027	3	0,8	0,9	2,2	48,5	2,7	58,1
	0,8	06.07.2027	08.07.2027	3	0,9	1,0	2,5	51,0	3,0	61,2
	1,0	09.07.2027	11.07.2027	3	0,7	0,8	2,0	52,9	2,4	63,5
	закрытие на КВД	12.07.2027	14.07.2027	3						
	0,7	15.07.2027	17.07.2027	3	1,0	1,3	3,1	56,0	3,7	67,2
	0,6	18.07.2027	20.07.2027	3	1,1	1,4	3,4	59,4	4,0	71,3
	0,5	21.07.2027	23.07.2027	3	1,2	1,5	3,6	63,0	4,4	75,6
	0,7	24.07.2027	26.07.2027	3	1,0	1,3	3,1	66,1	3,7	79,3
	закрытие на КВД	27.07.2027	29.07.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	66,1	26,2	79,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.07.2027	30.08.2027	31	0,8	0,9	23,2	89,3	27,8	107,1
J2-I										
Режимные исследования	1,0	31.08.2027	02.09.2027	3	0,7	0,8	2,0	91,2	2,4	109,5
	0,9	03.09.2027	05.09.2027	3	0,8	0,9	2,2	93,5	2,7	112,1
	0,8	06.09.2027	08.09.2027	3	0,9	1,0	2,5	96,0	3,0	115,2
	1,0	09.09.2027	11.09.2027	3	0,7	0,8	2,0	97,9	2,4	117,5
	закрытие на КВД	12.09.2027	14.09.2027	3						
	0,7	15.09.2027	17.09.2027	3	1,0	1,3	3,1	101,0	3,7	121,2
	0,6	18.09.2027	20.09.2027	3	1,1	1,4	3,4	104,4	4,0	125,2
	0,5	21.09.2027	23.09.2027	3	1,2	1,5	3,6	108,0	4,4	129,6
	0,7	24.09.2027	26.09.2027	3	1,0	1,3	3,1	111,1	3,7	133,3
	закрытие на КВД	27.09.2027	29.09.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	111,1	26,2	133,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.09.2027	30.10.2027	30	0,8	0,9	22,4	133,5	26,9	160,2
Режимные исследования	1,0	31.10.2027	02.11.2027	3	0,7	0,8	2,0	135,5	2,4	162,6
	0,9	03.11.2027	05.11.2027	3	0,8	0,9	2,2	137,7	2,7	165,2
	0,8	06.11.2027	08.11.2027	3	0,9	1,0	2,5	140,2	3,0	168,3
	1,0	09.11.2027	11.11.2027	3	0,7	0,8	2,0	142,2	2,4	170,6
	закрытие на КВД	12.11.2027	14.11.2027	3						
	0,7	15.11.2027	17.11.2027	3	1,0	1,3	3,1	145,3	3,7	174,3
	0,6	18.11.2027	20.11.2027	3	1,1	1,4	3,4	148,6	4,0	178,4
	0,5	21.11.2027	23.11.2027	3	1,2	1,5	3,6	152,3	4,4	182,7
	0,7	24.11.2027	26.11.2027	3	1,0	1,3	3,1	155,3	3,7	186,4
	закрытие на КВД	27.11.2027	29.11.2027	3						

Продолжение таблицы 4.1.6

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	155,3	26,2	186,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.11.2027	31.12.2027	31	0,8	0,9	23,2	178,5	27,8	214,2
Ожидаемая добыча нефти за год				133	1,4	1,6	178,5	178,5	214,2	214,2
2028 год										
J2-I										
Режимные исследования	1,0	01.01.2028	03.01.2028	3	0,7	0,8	2,0	180,5	2,4	216,6
	0,9	04.01.2028	06.01.2028	3	0,8	0,9	2,2	182,7	2,7	219,2
	0,8	07.01.2028	09.01.2028	3	0,9	1,0	2,5	185,2	3,0	222,3
	1,0	10.01.2028	12.01.2028	3	0,7	0,8	2,0	187,2	2,4	224,6
	закрытие на КВД	13.01.2028	15.01.2028	3						
	0,7	16.01.2028	18.01.2028	3	1,0	1,3	3,1	190,3	3,7	228,3
	0,6	19.01.2028	21.01.2028	3	1,1	1,4	3,4	193,6	4,0	232,3
	0,5	22.01.2028	24.01.2028	3	1,2	1,5	3,6	197,3	4,4	236,7
	0,7	25.01.2028	27.01.2028	3	1,0	1,3	3,1	200,3	3,7	240,4
	закрытие на КВД	28.01.2028	30.01.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	200,3	26,2	240,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2028	31.03.2028	60	0,8	0,9	44,8	245,2	53,8	294,2
Режимные исследования	1,0	01.04.2028	03.04.2028	3	0,7	0,8	2,0	247,1	2,4	296,5
	0,9	04.04.2028	06.04.2028	3	0,8	0,9	2,2	249,4	2,7	299,2
	0,8	07.04.2028	09.04.2028	3	0,9	1,0	2,5	251,9	3,0	302,3
	1,0	10.04.2028	12.04.2028	3	0,7	0,8	2,0	253,8	2,4	304,6
	закрытие на КВД	13.04.2028	15.04.2028	3						
	0,7	16.04.2028	18.04.2028	3	1,0	1,3	3,1	256,9	3,7	308,3
	0,6	19.04.2028	21.04.2028	3	1,1	1,4	3,4	260,3	4,0	312,3
	0,5	22.04.2028	24.04.2028	3	1,2	1,5	3,6	263,9	4,4	316,7
	0,7	25.04.2028	27.04.2028	3	1,0	1,3	3,1	267,0	3,7	320,4
	закрытие на КВД	28.04.2028	30.04.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	267,0	26,2	320,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2028	30.06.2028	60	0,8	0,9	44,8	311,8	53,8	374,2
J2-I										
Режимные исследования	1,0	01.07.2028	03.07.2028	3	0,7	0,8	2,0	313,8	2,4	376,5
	0,9	04.07.2028	06.07.2028	3	0,8	0,9	2,2	316,0	2,7	379,2
	0,8	07.07.2028	09.07.2028	3	0,9	1,0	2,5	318,5	3,0	382,2
	1,0	10.07.2028	12.07.2028	3	0,7	0,8	2,0	320,5	2,4	384,6
	закрытие на КВД	13.07.2028	15.07.2028	3						
	0,7	16.07.2028	18.07.2028	3	1,0	1,3	3,1	323,6	3,7	388,3
	0,6	19.07.2028	21.07.2028	3	1,1	1,4	3,4	326,9	4,0	392,3
	0,5	22.07.2028	24.07.2028	3	1,2	1,5	3,6	330,6	4,4	396,7
	0,7	25.07.2028	27.07.2028	3	1,0	1,3	3,1	333,7	3,7	400,4
	закрытие на КВД	28.07.2028	30.07.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	333,7	26,2	400,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2028	29.09.2028	61	0,8	0,9	45,2	378,8	54,2	454,6
Режимные исследования	1,0	30.09.2028	02.10.2028	3	0,7	0,8	2,0	380,8	2,4	457,0
	0,9	03.10.2028	05.10.2028	3	0,8	0,9	2,2	383,0	2,7	459,7
	0,8	06.10.2028	08.10.2028	3	0,9	1,0	2,5	385,6	3,0	462,7
	1,0	09.10.2028	11.10.2028	3	0,7	0,8	2,0	387,5	2,4	465,0
	закрытие на КВД	12.10.2028	14.10.2028	3						
	0,7	15.10.2028	17.10.2028	3	1,0	1,3	3,1	390,6	3,7	468,7
	0,6	18.10.2028	20.10.2028	3	1,1	1,4	3,4	394,0	4,0	472,8
	0,5	21.10.2028	23.10.2028	3	1,2	1,5	3,6	397,6	4,4	477,1
	0,7	24.10.2028	26.10.2028	3	1,0	1,3	3,1	400,7	3,7	480,8
	закрытие на КВД	27.10.2028	29.10.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,9	21,8	400,7	26,2	480,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.10.2028	31.12.2028	62	0,8	0,9	45,9	446,6	55,1	536,0
Ожидаемая добыча нефти за год				182	1,5	1,8	268,1	446,6	321,7	536,0

Продолжение таблицы 4.1.6

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2029 год										
J2-I										
Режимные исследования	1,0	01.01.2029	03.01.2029	3	0,7	0,8	1,9	448,5	2,2	538,2
	0,9	04.01.2029	06.01.2029	3	0,8	0,9	2,1	450,6	2,6	540,7
	0,8	07.01.2029	09.01.2029	3	0,9	1,0	2,4	453,0	2,9	543,6
	1,0	10.01.2029	12.01.2029	3	0,7	0,8	1,9	454,9	2,2	545,8
	заккрытие на КВД	13.01.2029	15.01.2029	3						
	0,7	16.01.2029	18.01.2029	3	1,0	1,3	2,9	457,8	3,5	549,3
	0,6	19.01.2029	21.01.2029	3	1,1	1,4	3,2	461,0	3,8	553,2
	0,5	22.01.2029	24.01.2029	3	1,2	1,5	3,5	464,4	4,1	557,3
	0,7	25.01.2029	27.01.2029	3	1,0	1,3	2,9	467,4	3,5	560,8
	заккрытие на КВД	28.01.2029	30.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,8	20,7	467,4	24,9	560,8
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2029	01.04.2029	60	0,8	0,9	42,5	509,9	51,0	611,9
Режимные исследования	1,0	02.04.2029	04.04.2029	3	0,7	0,8	1,9	511,7	2,2	614,1
	0,9	05.04.2029	07.04.2029	3	0,8	0,9	2,1	513,9	2,6	616,6
	0,8	08.04.2029	10.04.2029	3	0,9	1,0	2,4	516,3	2,9	619,5
	1,0	11.04.2029	13.04.2029	3	0,7	0,8	1,9	518,1	2,2	621,7
	заккрытие на КВД	14.04.2029	16.04.2029	3						
	0,7	17.04.2029	19.04.2029	3	1,0	1,3	2,9	521,0	3,5	625,3
	0,6	20.04.2029	22.04.2029	3	1,1	1,4	3,2	524,2	3,8	629,1
	0,5	23.04.2029	25.04.2029	3	1,2	1,5	3,5	527,7	4,1	633,2
	0,7	26.04.2029	28.04.2029	3	1,0	1,3	2,9	530,6	3,5	636,7
	заккрытие на КВД	29.04.2029	01.05.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,7	0,8	20,7	530,6	24,9	636,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		02.05.2029	01.07.2029	60	0,8	0,9	42,5	573,1	51,0	687,8
Ожидаемая добыча нефти за год				180	0,7	0,9	126,5	573,1	151,8	687,8

Таблица 4.1.7 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-5

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ТЮ-5								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
2027 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.06.2027	03.06.2027	3	2,4	2,9	7,2	7,2	8,6	8,6
	2,2	04.06.2027	06.06.2027	3	2,8	3,3	8,2	15,3	9,8	18,4
	2,0	07.06.2027	09.06.2027	3	3,1	3,8	9,2	24,5	11,0	29,4
	2,3	10.06.2027	12.06.2027	3	2,4	2,9	7,2	31,7	8,6	38,0
	закрытие на КВД	13.06.2027	15.06.2027	3						
	1,6	16.06.2027	18.06.2027	3	3,8	4,6	11,2	42,9	13,5	51,5
	1,4	19.06.2027	21.06.2027	3	4,2	5,0	12,3	55,2	14,7	66,3
	1,3	22.06.2027	24.06.2027	3	4,5	5,4	13,3	68,5	15,9	82,2
	1,6	25.06.2027	27.06.2027	3	3,8	4,6	11,2	79,7	13,5	95,7
	закрытие на КВД	28.06.2027	30.06.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,7	3,3	79,7	79,7	95,7	95,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.07.2027	15.09.2027	76	2,8	3,3	207,2	287,0	248,6	344,3
Режимные исследования	2,3	15.09.2027	17.09.2027	3	2,4	2,9	7,2	294,1	8,6	352,9
	2,2	18.09.2027	20.09.2027	3	2,8	3,3	8,2	302,3	9,8	362,7
	2,0	21.09.2027	23.09.2027	3	3,1	3,8	9,2	311,5	11,0	373,8
	2,3	24.09.2027	26.09.2027	3	2,4	2,9	7,2	318,6	8,6	382,4
	закрытие на КВД	27.09.2027	29.09.2027	3						
	1,6	30.09.2027	02.10.2027	3	3,8	4,6	11,2	329,9	13,5	395,9
	1,4	03.10.2027	05.10.2027	3	4,2	5,0	12,3	342,2	14,7	410,6
	1,3	06.10.2027	08.10.2027	3	4,5	5,4	13,3	355,5	15,9	426,5
	1,6	09.10.2027	11.10.2027	3	3,8	4,6	11,2	366,7	13,5	440,0
	закрытие на КВД	12.10.2027	14.10.2027	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,7	3,3	79,7	366,7	95,7	440,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.10.2027	31.12.2027	77	2,8	3,3	209,9	576,6	251,9	692,0
Ожидаемая добыча нефти за год				213	2,8	3,3	576,6	576,6	692,0	692,0
2028 год										
J1-I										
Режимные исследования	2,0	01.01.2028	03.01.2028	3	2,1	2,5	6,2	582,9	7,5	699,4
	1,8	04.01.2028	06.01.2028	3	2,3	2,8	6,8	589,7	8,2	707,6
	1,7	07.01.2028	09.01.2028	3	2,5	3,0	7,4	597,1	8,9	716,5
	2,0	10.01.2028	12.01.2028	3	2,1	2,5	6,2	603,3	7,5	724,0
	закрытие на КВД	13.01.2028	15.01.2028	3						
	1,4	16.01.2028	18.01.2028	3	2,9	3,5	8,6	612,0	10,4	734,3
	1,2	19.01.2028	21.01.2028	3	3,1	3,8	9,2	621,2	11,1	745,4
	1,1	22.01.2028	24.01.2028	3	3,3	4,0	9,8	631,0	11,8	757,2
	1,4	25.01.2028	27.01.2028	3	2,9	3,5	8,6	639,6	10,4	767,6
	закрытие на КВД	28.01.2028	30.01.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,1	2,6	63,0	639,6	75,6	767,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2028	31.03.2028	60	2,3	2,8	136,5	776,1	163,8	931,3
Режимные исследования	2,0	01.04.2028	03.04.2028	3	2,1	2,5	6,2	782,3	7,5	938,8
	1,8	04.04.2028	06.04.2028	3	2,3	2,8	6,8	789,2	8,2	947,0
	1,7	07.04.2028	09.04.2028	3	2,5	3,0	7,4	796,6	8,9	955,9
	2,0	10.04.2028	12.04.2028	3	2,1	2,5	6,2	802,8	7,5	963,4
	закрытие на КВД	13.04.2028	15.04.2028	3						
	1,4	16.04.2028	18.04.2028	3	2,9	3,5	8,6	811,4	10,4	973,7
	1,2	19.04.2028	21.04.2028	3	3,1	3,8	9,2	820,7	11,1	984,8
	1,1	22.04.2028	24.04.2028	3	3,3	4,0	9,8	830,5	11,8	996,6
	1,4	25.04.2028	27.04.2028	3	2,9	3,5	8,6	839,1	10,4	1007,0

Продолжение таблицы 4.1.7

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
	закрытие на КВД	28.04.2028	30.04.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,1	2,6	63,0	839,1	75,6	1007,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2028	30.06.2028	60	2,3	2,8	136,5	975,6	163,8	1170,7
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.07.2028	03.07.2028	3	2,4	2,9	7,2	982,8	8,6	1179,3
	2,2	04.07.2028	06.07.2028	3	2,8	3,3	8,2	991,0	9,8	1189,1
	2,0	07.07.2028	09.07.2028	3	3,1	3,8	9,2	1000,2	11,0	1200,2
	2,3	10.07.2028	12.07.2028	3	2,4	2,9	7,2	1007,3	8,6	1208,8
	закрытие на КВД	13.07.2028	15.07.2028	3						
	1,6	16.07.2028	18.07.2028	3	3,8	4,6	11,2	1018,6	13,5	1222,3
	1,4	19.07.2028	21.07.2028	3	4,2	5,0	12,3	1030,8	14,7	1237,0
	1,3	22.07.2028	24.07.2028	3	4,5	5,4	13,3	1044,1	15,9	1252,9
	1,6	25.07.2028	27.07.2028	3	3,8	4,6	11,2	1055,4	13,5	1266,4
	закрытие на КВД	28.07.2028	30.07.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,7	3,3	79,7	1055,4	95,7	1266,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.07.2028	30.09.2028	61	2,8	3,3	166,3	1221,7	199,6	1466,0
Режимные исследования	2,3	30.09.2028	02.10.2028	3	2,4	2,9	7,2	1228,8	8,6	1474,6
	2,2	03.10.2028	05.10.2028	3	2,8	3,3	8,2	1237,0	9,8	1484,4
	2,0	06.10.2028	08.10.2028	3	3,1	3,8	9,2	1246,2	11,0	1495,5
	2,3	09.10.2028	11.10.2028	3	2,4	2,9	7,2	1253,4	8,6	1504,0
	закрытие на КВД	12.10.2028	14.10.2028	3						
	1,6	15.10.2028	17.10.2028	3	3,8	4,6	11,2	1264,6	13,5	1517,5
	1,4	18.10.2028	20.10.2028	3	4,2	5,0	12,3	1276,9	14,7	1532,3
	1,3	21.10.2028	23.10.2028	3	4,5	5,4	13,3	1290,2	15,9	1548,2
	1,6	24.10.2028	26.10.2028	3	3,8	4,6	11,2	1301,4	13,5	1561,7
	закрытие на КВД	27.10.2028	29.10.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	2,7	3,3	79,7	1301,4	95,7	1561,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.10.2028	31.12.2028	62	2,8	3,3	169,0	1470,5	202,8	1764,5
Ожидаемая добыча нефти за год				183	2,8	3,3	494,8	1470,5	593,8	1764,5
2029 год										
JI-I										
Режимные исследования	2,0	01.01.2029	03.01.2029	3	1,8	2,1	4,9	1475,4	5,9	1770,5
	1,8	04.01.2029	06.01.2029	3	1,9	2,3	5,4	1480,8	6,5	1777,0
	1,7	07.01.2029	09.01.2029	3	2,1	2,5	5,9	1486,7	7,1	1784,1
	2,0	10.01.2029	12.01.2029	3	1,8	2,1	4,9	1491,7	5,9	1790,0
	закрытие на КВД	13.01.2029	15.01.2029	3						
	1,4	16.01.2029	18.01.2029	3	2,5	2,9	6,8	1498,5	8,2	1798,2
	1,2	19.01.2029	21.01.2029	3	2,6	3,2	7,3	1505,8	8,8	1807,0
	1,1	22.01.2029	24.01.2029	3	2,8	3,4	7,8	1513,6	9,4	1816,4
	1,4	25.01.2029	27.01.2029	3	2,5	2,9	6,8	1520,5	8,2	1824,6
	закрытие на КВД	28.01.2029	30.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	1,7	2,0	50,0	1520,5	60,0	1824,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2029	01.04.2029	60	1,9	2,3	108,4	1628,9	130,1	1954,6
Режимные исследования	2,0	02.04.2029	04.04.2029	3	1,8	2,1	4,9	1633,8	5,9	1960,6
	1,8	05.04.2029	07.04.2029	3	1,9	2,3	5,4	1639,2	6,5	1967,1
	1,7	08.04.2029	10.04.2029	3	2,1	2,5	5,9	1645,1	7,1	1974,1
	2,0	11.04.2029	13.04.2029	3	1,8	2,1	4,9	1650,1	5,9	1980,1
	закрытие на КВД	14.04.2029	16.04.2029	3						
	1,4	17.04.2029	19.04.2029	3	2,5	2,9	6,8	1656,9	8,2	1988,3
	1,2	20.04.2029	22.04.2029	3	2,6	3,2	7,3	1664,2	8,8	1997,1
	1,1	23.04.2029	25.04.2029	3	2,8	3,4	7,8	1672,0	9,4	2006,5
	1,4	26.04.2029	28.04.2029	3	2,5	2,9	6,8	1678,9	8,2	2014,7
	закрытие на КВД	29.04.2029	01.05.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	1,7	2,0	50,0	1678,9	60,0	2014,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		02.05.2029	01.07.2029	60	1,9	2,3	108,4	1787,3	130,1	2144,7
Ожидаемая добыча нефти за год				180	1,8	2,2	316,8	1787,3	380,2	2144,7

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-6

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ТЮ-6								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
2028 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.05.2028	03.05.2028	3	5,2	6,3	15,3	15,3	18,4	18,4
	2,2	04.05.2028	06.05.2028	3	6,0	7,2	17,5	32,9	21,0	39,4
	2,0	07.05.2028	09.05.2028	3	6,7	8,0	19,7	52,6	23,7	63,1
	2,3	10.05.2028	12.05.2028	3	5,2	6,3	15,3	67,9	18,4	81,5
	закрытие на КВД	13.05.2028	15.05.2028	3						
	1,6	16.05.2028	18.05.2028	3	8,2	9,8	24,1	92,0	28,9	110,4
	1,4	19.05.2028	21.05.2028	3	8,9	10,7	26,3	118,3	31,5	142,0
	1,3	22.05.2028	24.05.2028	3	9,7	11,6	28,5	146,8	34,2	176,1
	1,6	25.05.2028	27.05.2028	3	8,2	9,8	24,1	170,9	28,9	205,1
	закрытие на КВД	28.05.2028	30.05.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	7,0	170,9	170,9	205,1	205,1
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.05.2028	31.08.2028	92	6,0	7,2	537,5	708,4	645,0	850,0
Режимные исследования	2,3	31.08.2028	02.09.2028	3	5,2	6,3	15,3	723,7	18,4	868,4
	2,2	03.09.2028	05.09.2028	3	6,0	7,2	17,5	741,2	21,0	889,5
	2,0	06.09.2028	08.09.2028	3	6,7	8,0	19,7	761,0	23,7	913,1
	2,3	09.09.2028	11.09.2028	3	5,2	6,3	15,3	776,3	18,4	931,5
	закрытие на КВД	12.09.2028	14.09.2028	3						
	1,6	15.09.2028	17.09.2028	3	8,2	9,8	24,1	800,4	28,9	960,5
	1,4	18.09.2028	20.09.2028	3	8,9	10,7	26,3	826,7	31,5	992,0
	1,3	21.09.2028	23.09.2028	3	9,7	11,6	28,5	855,2	34,2	1026,2
	1,6	24.09.2028	26.09.2028	3	8,2	9,8	24,1	879,3	28,9	1055,1
	закрытие на КВД	27.09.2028	29.09.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	7,0	170,9	879,3	205,1	1055,1
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.09.2028	31.12.2028	92	6,0	7,2	537,5	1416,7	645,0	1700,1
Ожидаемая добыча нефти за год				244	5,9	7,1	1416,7	1416,7	1700,1	1700,1
2029 год										
Т-I										
Режимные исследования	2,3	01.01.2029	03.01.2029	3	5,2	6,3	15,3	15,3	17,5	17,5
	2,2	04.01.2029	06.01.2029	3	6,0	7,2	17,5	32,9	20,0	37,4
	2,0	07.01.2029	09.01.2029	3	6,7	8,0	19,7	52,6	22,5	59,9
	2,3	10.01.2029	12.01.2029	3	5,2	6,3	15,3	67,9	17,5	77,3
	закрытие на КВД	13.01.2029	15.01.2029	3						
	1,6	16.01.2029	18.01.2029	3	8,2	9,8	24,1	92,0	27,4	104,8
	1,4	19.01.2029	21.01.2029	3	8,9	10,7	26,3	118,3	29,9	134,7
	1,3	22.01.2029	24.01.2029	3	9,7	11,6	28,5	146,8	32,4	167,2
	1,6	25.01.2029	27.01.2029	3	8,2	9,8	24,1	170,9	27,4	194,6
	закрытие на КВД	28.01.2029	30.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	7,0	170,9	170,9	194,6	194,6
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2029	01.04.2029	60	6,0	7,2	350,5	521,4	399,2	593,8
Режимные исследования	2,3	01.04.2029	03.04.2029	3	5,2	6,3	15,3	536,8	17,5	611,2
	2,2	04.04.2029	06.04.2029	3	6,0	7,2	17,5	554,3	20,0	631,2
	2,0	07.04.2029	09.04.2029	3	6,7	8,0	19,7	574,0	22,5	653,7
	2,3	10.04.2029	12.04.2029	3	5,2	6,3	15,3	589,3	17,5	671,1
	закрытие на КВД	13.04.2029	15.04.2029	3						
	1,6	16.04.2029	18.04.2029	3	8,2	9,8	24,1	613,4	27,4	698,6
	1,4	19.04.2029	21.04.2029	3	8,9	10,7	26,3	639,7	29,9	728,5
	1,3	22.04.2029	24.04.2029	3	9,7	11,6	28,5	668,2	32,4	760,9
	1,6	25.04.2029	27.04.2029	3	8,2	9,8	24,1	692,3	27,4	788,4
	закрытие на КВД	28.04.2029	30.04.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	5,8	7,0	170,9	692,3	194,6	788,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2029	01.07.2029	61	6,0	7,2	356,4	1048,7	405,8	1194,2
Ожидаемая добыча нефти за год				181	5,9	6,7	1048,7	1048,7	1194,2	1194,2

Таблица 4.1.9 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ТЮ-8

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ТЮ-8								
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит		Добыча нефти		Добыча жидкости	
		Начало	Завершение		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, т
2028 год										
J2-I										
Режимные исследования	1,0	01.11.2028	02.11.2028	2	0,5	0,6	1,0	1,0	1,3	1,3
	0,9	03.11.2028	04.11.2028	2	0,6	0,7	1,2	2,2	1,4	2,7
	0,8	05.11.2028	06.11.2028	2	0,7	0,8	1,3	3,6	1,6	4,3
	1,0	07.11.2028	08.11.2028	2	0,5	0,6	1,0	4,6	1,3	5,6
	закрытие на КВД	09.11.2028	11.11.2028	3						
	0,7	12.11.2028	13.11.2028	2	0,8	1,0	1,6	6,3	2,0	7,5
	0,6	14.11.2028	15.11.2028	2	0,9	1,1	1,8	8,1	2,2	9,7
	0,5	16.11.2028	17.11.2028	2	1,0	1,2	1,9	10,0	2,3	12,0
	0,7	18.11.2028	19.11.2028	2	0,8	1,0	1,6	11,7	2,0	14,0
	закрытие на КВД	20.11.2028	22.11.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				22	0,5	0,6	11,7	11,7	14,0	14,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		23.11.2028	01.12.2028	8	0,6	0,7	4,8	16,4	5,7	19,7
Режимные исследования	1,0	01.12.2028	02.12.2028	2	0,5	0,6	1,0	17,5	1,3	21,0
	0,9	03.12.2028	04.12.2028	2	0,6	0,7	1,2	18,7	1,4	22,4
	0,8	05.12.2028	06.12.2028	2	0,7	0,8	1,3	20,0	1,6	24,0
	1,0	07.12.2028	08.12.2028	2	0,5	0,6	1,0	21,1	1,3	25,3
	закрытие на КВД	09.12.2028	11.12.2028	3						
	0,7	12.12.2028	13.12.2028	2	0,8	1,0	1,6	22,7	2,0	27,3
	0,6	14.12.2028	15.12.2028	2	0,9	1,1	1,8	24,5	2,2	29,4
	0,5	16.12.2028	17.12.2028	2	1,0	1,2	1,9	26,5	2,3	31,7
	0,7	18.12.2028	19.12.2028	2	0,8	1,0	1,6	28,1	2,0	33,7
	закрытие на КВД	20.12.2028	22.12.2028	3						
В целом за период режимных исследований, т				22	0,5	0,6	11,7	28,1	14,0	33,7
Эксплуатация на оптимальном режиме		23.12.2028	31.12.2028	8	0,6	0,7	4,8	32,9	5,7	39,5
Ожидаемая добыча нефти за год				60	0,6	0,7	32,9	32,9	39,5	39,5
2029 год										
J2-I										
Режимные исследования	1,0	01.01.2029	03.01.2029	3	0,5	0,6	1,6	1,6	1,9	1,9
	0,9	04.01.2029	06.01.2029	3	0,6	0,7	1,8	3,4	2,2	4,0
	0,8	07.01.2029	09.01.2029	3	0,7	0,8	2,0	5,4	2,4	6,5
	1,0	10.01.2029	12.01.2029	3	0,5	0,6	1,6	6,9	1,9	8,3
	закрытие на КВД	13.01.2029	15.01.2029	3						
	0,7	16.01.2029	18.01.2029	3	0,8	1,0	2,5	9,4	3,0	11,3
	0,6	19.01.2029	21.01.2029	3	0,9	1,1	2,7	12,1	3,2	14,5
	0,5	22.01.2029	24.01.2029	3	1,0	1,2	2,9	15,0	3,5	18,0
	0,7	25.01.2029	27.01.2029	3	0,8	1,0	2,5	17,5	3,0	21,0
	закрытие на КВД	28.01.2029	30.01.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,6	0,7	17,5	17,5	21,0	21,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		31.01.2029	01.04.2029	60	0,6	0,7	35,9	53,4	43,0	64,0
Режимные исследования	1,0	01.04.2029	03.04.2029	3	0,5	0,6	1,6	54,9	1,9	65,9
	0,9	04.04.2029	06.04.2029	3	0,6	0,7	1,8	56,7	2,2	68,1
	0,8	07.04.2029	09.04.2029	3	0,7	0,8	2,0	58,7	2,4	70,5
	1,0	10.04.2029	12.04.2029	3	0,5	0,6	1,6	60,3	1,9	72,4
	закрытие на КВД	13.04.2029	15.04.2029	3						
	0,7	16.04.2029	18.04.2029	3	0,8	1,0	2,5	62,8	3,0	75,3
	0,6	19.04.2029	21.04.2029	3	0,9	1,1	2,7	65,5	3,2	78,6
	0,5	22.04.2029	24.04.2029	3	1,0	1,2	2,9	68,4	3,5	82,0
	0,7	25.04.2029	27.04.2029	3	0,8	1,0	2,5	70,8	3,0	85,0
	закрытие на КВД	28.04.2029	30.04.2029	3						
В целом за период режимных исследований, т				30	0,6	0,7	17,5	70,8	21,0	85,0
Эксплуатация на оптимальном режиме		01.05.2029	01.07.2029	61	0,6	0,7	36,5	107,3	43,8	128,8
Ожидаемая добыча нефти за год				181	0,6	0,7	107,3	107,3	128,8	128,8

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине №109

Период эксплуатации	Давление нагнетание, МПа	Скважина №109				
		Даты периода		Количество дней, сут	Приемистость, м³/сут	Ожидаемая закачка жидкости, м³
		Начало	Завершение			
1	2	3	4	5	6	7
2026 год						
J2-II						
Режимные исследования	0,9	01.06.2026	03.06.2026	3	6,075	18,2
	0,8	04.06.2026	06.06.2026	3	6,175	18,5
	0,7	07.06.2026	09.06.2026	3	6,242	18,7
	0,9	10.06.2026	12.06.2026	3	6,075	18,2
	закрытие на КПД	13.06.2026	22.06.2026	10		
	0,6	23.06.2026	25.06.2026	3	6,109	18,3
	0,5	26.06.2026	28.06.2026	3	6,159	18,5
	0,5	29.06.2026	01.07.2026	3	6,192	18,6
	0,6	02.07.2026	04.07.2026	3	6,109	18,3
	закрытие на КПД	05.07.2026	14.07.2026	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	6,142	147,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.07.2026	15.09.2026	62	6,142	380,8
Режимные исследования	0,9	15.09.2026	17.09.2026	3	6,075	18,2
	0,8	18.09.2026	20.09.2026	3	6,175	18,5
	0,7	21.09.2026	23.09.2026	3	6,242	18,7
	0,9	24.09.2026	26.09.2026	3	6,075	18,2
	закрытие на КПД	27.09.2026	06.10.2026	10		
	0,6	07.10.2026	09.10.2026	3	6,109	18,3
	0,5	10.10.2026	12.10.2026	3	6,159	18,5
	0,5	13.10.2026	15.10.2026	3	6,192	18,6
	0,6	16.10.2026	18.10.2026	3	6,109	18,3
	закрытие на КПД	19.10.2026	28.10.2026	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	6,142	147,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		29.10.2026	31.12.2026	63	6,142	386,9
Ожидаемая добыча нефти за год				213	6,465	1308,3
2027 год						
J2-II						
Режимные исследования	0,9	01.01.2027	03.01.2027	3	4,524	13,6
	0,8	04.01.2027	06.01.2027	3	4,624	13,9
	0,7	07.01.2027	09.01.2027	3	4,691	14,1
	0,9	10.01.2027	12.01.2027	3	4,524	13,6
	закрытие на КПД	13.01.2027	22.01.2027	10	0,000	
	0,6	23.01.2027	25.01.2027	3	4,557	13,7
	0,5	26.01.2027	28.01.2027	3	4,607	13,8
	0,5	29.01.2027	31.01.2027	3	4,641	13,9
	0,6	01.02.2027	03.02.2027	3	4,557	13,7
	закрытие на КПД	04.02.2027	13.02.2027	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	4,591	110,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		14.02.2027	31.03.2027	45	4,591	206,6
Режимные исследования	0,9	01.04.2027	03.04.2027	3	4,524	13,6
	0,8	04.04.2027	06.04.2027	3	4,624	13,9
	0,7	07.04.2027	09.04.2027	3	4,691	14,1
	0,9	10.04.2027	12.04.2027	3	4,524	13,6
	закрытие на КПД	13.04.2027	22.04.2027	10		
	0,6	23.04.2027	25.04.2027	3	4,557	13,7
	0,5	26.04.2027	28.04.2027	3	4,607	13,8
	0,5	29.04.2027	01.05.2027	3	4,641	13,9
	0,6	02.05.2027	04.05.2027	3	4,557	13,7
	закрытие на КПД	05.05.2027	14.05.2027	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	4,591	110,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.05.2027	30.06.2027	46	4,591	211,2

Продолжение таблицы 4.1.10

1	2	3	4	5	6	7
J2-II						
Режимные исследования	0,9	01.07.2027	03.07.2027	3	4,524	13,6
	0,8	04.07.2027	06.07.2027	3	4,624	13,9
	0,7	07.07.2027	09.07.2027	3	4,691	14,1
	0,9	10.07.2027	12.07.2027	3	4,524	13,6
	закрытие на КПД	13.07.2027	22.07.2027	10	0,000	
	0,6	23.07.2027	25.07.2027	3	4,557	13,7
	0,5	26.07.2027	28.07.2027	3	4,607	13,8
	0,5	29.07.2027	31.07.2027	3	4,641	13,9
	0,6	01.08.2027	03.08.2027	3	4,557	13,7
	закрытие на КПД	04.08.2027	13.08.2027	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	4,591	110,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		14.08.2027	30.09.2027	47	4,591	215,8
Режимные исследования	0,9	01.10.2027	03.10.2027	3	4,524	13,6
	0,8	04.10.2027	06.10.2027	3	4,624	13,9
	0,7	07.10.2027	09.10.2027	3	4,691	14,1
	0,9	10.10.2027	12.10.2027	3	4,524	13,6
	закрытие на КПД	13.10.2027	22.10.2027	10	0,000	
	0,6	23.10.2027	25.10.2027	3	4,557	13,7
	0,5	26.10.2027	28.10.2027	3	4,607	13,8
	0,5	29.10.2027	31.10.2027	3	4,641	13,9
	0,6	01.11.2027	03.11.2027	3	4,557	13,7
	закрытие на КПД	04.11.2027	13.11.2027	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	4,591	110,2
Эксплуатация на оптимальном режиме		14.11.2027	31.12.2027	47	4,591	215,8
Ожидаемая добыча нефти за год				361	4,8	1657,3
2028						
J2-II						
Режимные исследования	0,9	01.01.2028	03.01.2028	3	7,158	21,5
	0,8	04.01.2028	06.01.2028	3	7,258	21,8
	0,7	07.01.2028	09.01.2028	3	7,325	22,0
	0,9	10.01.2028	12.01.2028	3	7,158	21,5
	закрытие на КПД	13.01.2028	22.01.2028	10		
	0,6	23.01.2028	25.01.2028	3	7,191	21,6
	0,5	26.01.2028	28.01.2028	3	7,241	21,7
	0,5	29.01.2028	31.01.2028	3	7,275	21,8
	0,6	01.02.2028	03.02.2028	3	7,191	21,6
	закрытие на КПД	04.02.2028	13.02.2028	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	7,225	173,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		14.02.2028	31.03.2028	46	7,225	332,3
Режимные исследования	0,9	01.04.2028	03.04.2028	3	7,158	21,5
	0,8	04.04.2028	06.04.2028	3	7,258	21,8
	0,7	07.04.2028	09.04.2028	3	7,325	22,0
	0,9	10.04.2028	12.04.2028	3	7,158	21,5
	закрытие на КПД	13.04.2028	22.04.2028	10	0,000	
	0,6	23.04.2028	25.04.2028	3	7,191	21,6
	0,5	26.04.2028	28.04.2028	3	7,241	21,7
	0,5	29.04.2028	01.05.2028	3	7,275	21,8
	0,6	02.05.2028	04.05.2028	3	7,225	21,7
	закрытие на КПД	05.05.2028	14.05.2028	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	7,225	173,5
Эксплуатация на оптимальном режиме		15.05.2028	30.06.2028	46	7,225	332,3
J2-II						
Режимные исследования	0,9	30.06.2028	02.07.2028	3	7,158	21,5
	0,8	03.07.2028	05.07.2028	3	7,258	21,8
	0,7	06.07.2028	08.07.2028	3	7,325	22,0
	0,9	09.07.2028	11.07.2028	3	7,158	21,5
	закрытие на КПД	12.07.2028	21.07.2028	10		

Продолжение таблицы 4.1.10

1	2	3	4	5	6	7
	0,6	22.07.2028	24.07.2028	3	7,191	21,6
	0,5	25.07.2028	27.07.2028	3	7,241	21,7
	0,5	28.07.2028	30.07.2028	3	7,275	21,8
	0,6	31.07.2028	02.08.2028	3	7,191	21,6
	закрытие на КПД	03.08.2028	12.08.2028	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	7,225	173,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		13.08.2028	29.09.2028	47	7,225	339,6
Режимные исследования	0,9	30.09.2028	02.10.2028	3	7,158	21,5
	0,8	03.10.2028	05.10.2028	3	7,258	21,8
	0,7	06.10.2028	08.10.2028	3	7,325	22,0
	0,9	09.10.2028	11.10.2028	3	7,158	21,5
	закрытие на КПД	12.10.2028	21.10.2028	10		
	0,6	22.10.2028	24.10.2028	3	7,191	21,6
	0,5	25.10.2028	27.10.2028	3	7,241	21,7
	0,5	28.10.2028	30.10.2028	3	7,275	21,8
	0,6	31.10.2028	02.11.2028	3	7,191	21,6
	закрытие на КПД	03.11.2028	12.11.2028	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	7,225	173,4
Эксплуатация на оптимальном режиме		13.11.2028	31.12.2028	48	7,225	346,8
Ожидаемая добыча нефти за год				363	7,6	2622,6
2029 год						
J2-II						
Режимные исследования	0,9	31.12.2028	02.01.2029	3	5,862	17,6
	0,8	03.01.2029	05.01.2029	3	5,962	17,9
	0,7	06.01.2029	08.01.2029	3	6,029	18,1
	0,9	09.01.2029	11.01.2029	3	5,862	17,6
	закрытие на КПД	12.01.2029	21.01.2029	10		
	0,6	22.01.2029	24.01.2029	3	5,896	17,7
	0,5	25.01.2029	27.01.2029	3	5,946	17,8
	0,5	28.01.2029	30.01.2029	3	5,979	17,9
	0,6	31.01.2029	02.02.2029	3	5,896	17,7
	закрытие на КПД	03.02.2029	12.02.2029	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	5,929	142,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		13.02.2029	16.04.2029	62	5,929	367,6
Режимные исследования	0,9	16.04.2029	18.04.2029	3	5,862	17,6
	0,8	19.04.2029	21.04.2029	3	5,962	17,9
	0,7	22.04.2029	24.04.2029	3	6,029	18,1
	0,9	25.04.2029	27.04.2029	3	5,862	17,6
	закрытие на КПД	28.04.2029	07.05.2029	10		
	0,6	08.05.2029	10.05.2029	3	5,896	17,7
	0,5	11.05.2029	13.05.2029	3	5,946	17,8
	0,5	14.05.2029	16.05.2029	3	5,979	17,9
	0,6	17.05.2029	19.05.2029	3	5,896	17,7
	закрытие на КПД	20.05.2029	29.05.2029	10		
В целом за период режимных исследований, т				44	5,929	142,3
Эксплуатация на оптимальном режиме		30.05.2029	01.08.2029	63	5,929	373,5
Ожидаемая добыча нефти за год				213	7,3	1262,9

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин, ед.			Накопленный фонд скважин, шт.	Эксплуатационное бурение, тыс. м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	из бурения	из консервации				всего	механизированных		нефти	жидкости
2026	5	0	5	5	3,6	0	4	4	1	3,0	4,5
2027	3	3	0	8	5,76	0	7	7	1	3,5	4,3
2028	2	2	0	10	7,2	0	9	9	1	3,8	5,0
2029	0	0	0	10	7,2	0	9	9	1	2,9	3,7

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента, тыс.т	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	Накопленная
2026	2,54	0,66	0,66	2,54	0,66	0,0012	3,85	3,85	3,85	3,8	34,0	1,31	1,31
2027	7,61	1,97	1,98	10,15	2,63	0,0048	9,27	9,27	13,12	13,1	17,9	1,66	2,97
2028	8,49	2,20	2,26	18,64	4,83	0,0088	11,11	11,11	24,23	24,2	23,6	2,62	5,59
2029	4,53	1,17	1,23	23,17	6,00	0,0110	5,79	5,79	30,02	30,0	21,8	1,26	6,85

5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ

5.1 Цели и направления исследовательских работ

Целью реализации проекта пробной эксплуатации является уточнение геологического строения месторождения, получение промысловой информации по результатам контроля за изменением технологических параметров эксплуатации скважин и геолого-промысловых характеристик пластовой системы в течение всего периода пробной эксплуатации. Поэтому проведение комплекса исследовательских работ по имеющимся скважинам является важнейшей частью пробной эксплуатации месторождения.

Рекомендуемые виды и периодичность работ по контролю за пробной эксплуатацией представлены в таблице 5.1.1.

Комплекс исследовательских работ при пробной эксплуатации включает в себя контроль выработки запасов путем учета продукции добывающих скважин, контроль за состоянием добываемой продукции, эксплуатационных характеристик и энергетического состояния залежей, определение пластового давления по вскрытому разрезу, определение забойных давлений, физико-химических свойств нефти и газа, гидродинамические исследования, промыслово-геофизические исследования, определение остаточной нефтенасыщенности пласта в зонах дренирования.

Таблица 5.1.1 – Минимальный рекомендуемый комплекс исследований в период пробной эксплуатации

№№ п/п	Задачи	Виды работ/условия проведения	Сроки/периодичность выполнения
1	2	3	4
1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	При вводе в эксплуатацию	Не менее трех на каждом режиме
		по действующим скважинам	1 раз в день
2	Определение обводненности продукции	При вводе в эксплуатацию	1 раз в день
		по действующим скважинам	
3	Определение газового фактора	При вводе в эксплуатацию	1 раз в день
		по действующим скважинам	
4	Определение пластового давления и пластовой температуры	При вводе в эксплуатацию	Разовые исследования
		по действующим скважинам	не реже 1 раза в квартал и при ГТМ
5	Определение забойного давления	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		по действующим скважинам	не реже 1 раза в квартал, при необходимости ежемесячно
6	Исследование МУО (не менее чем на 3 режимах «прямого хода» и не менее 1 режима «обратного хода») при $P_{заб} > P_{нас}$ и $P_{заб} < P_{нас}$	В первый год ввода в эксплуатацию	1 раз в год, при необходимости 2 раза в год
		по действующим скважинам	При ГТМ (до/после), 1 раз в год

Продолжение таблицы 5.1.1

1	2	3	4
7	Исследование методом КВД с определением пластового давления	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		в действующих скважинах	1 раз в год , а также при ГТМ (до/после) и по необходимости,
8	Исследование профиля притока и степени выработки запасов, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией (комплекс ПГИ)	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		в действующих скважинах	Не реже 1 раза в год и при ГТМ (до/после)
9	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		По действующим скважинам	Глубинные пробы – один раз в год; Поверхностные пробы нефти и газа – раз в квартал
10	Отбор проб и химический анализ пластовой воды	При наличии воды в продукции скважины	1 раз в квартал
11	Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности		При ГТМ 1 раз в год.

Примечание: При необходимости специалистами недропользователя могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения комплекса исследований.

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

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

6.1.1. Условия фонтанирования скважин

Опробование скважин проводилось по общепринятой методике. Вскрытие объектов осуществлялось кумулятивной перфорацией. Применялись перфораторы марки ПКС-80, КПРУ-65, ПК-105.

Горизонт К₁-I опробован в одном объекте в одной скважине Г-2. В данной скважине был опробован интервал перфорации 118-137м путем продувки, а также выполнена термообработка пласта при подвеске НКТ. В результате, притока получено не было, объект оказался сухим. Вскрытие интервала производилось перфоратором марки ПКС-80, в количестве 256 отверстий, по 13 ст. на 1 пог. м.

Горизонт К₁-II не опробован.

Горизонт К₁-III опробован в скважинах Г-1 и Г-2. В скважине Г-1 в интервале 186,6 -191,2 м был получен воды с дебитом 1,2 м³/сут. В скважине Г-2 в интервале 196-201 м был получен приток воды (уд.вес 1,01-1,02 г/см³) со следами смолистой нефти.

Горизонт J₂-I опробован в скважинах Г-1 и Г-2. В скважине Г-1 в интервале 240-262,8м за время исследования добыто 1,8 м³ нефти. Вскрытие интервала производилось перфоратором марки ПКС-80, в количестве 237 отверстий, по 12 ст. на 1 пог. м. В скважине Г-2 в интервале 271-277м был получен приток нефти повышенной вязкости дебитом 4,5 м³/сут. Вскрытие интервала производилось перфоратором марки ПК-105, в количестве 60 отверстий, по 10 ст. на 1 пог. м.

Горизонт J₂-II опробован в скважине Г-1 и Г-2. В скважине Г-1 в интервале 274-288 м получен приток нефти повышенной вязкости с дебитом 0,49 м³/сут при динамическом уровне 221 м. Вскрытие интервала производилось перфоратором марки ПКС-80, в количестве 137 отверстий, по 12 ст. на 1 пог. м. В скважине Г-2 в интервалае 308-320 м получен приток воды. Вскрытие интервала производилось перфоратором марки ПКС-80, в количестве 130 отверстий, по 10 ст. на 1 пог. м. В скважине 105 проведен ГИС-контроль - определение тех.состояние и ИННК (текущ.нефтенасыщ.пластов). По исследов. R-се интер.

оценивается - обводненный. По данным ИННК были выделены нефтеносные пласты, однако по сравнению с ГИС открыт.стволом, Кнг не превышает 50%. Проведена перфорация в интервале 273,5-287м. Получен приток воды с пленкой нефти.

Горизонт J 2-III опробован в скважине Г-1, откуда из интервала 372-376 м был получен приток пластовой воды с обильным выносом песка без признаков нефти и газа. Вскрытие интервала производилось перфоратором марки ПКС-80, в количестве 50 отверстий, по 12 ст. на 1 пог. м. В 2022 г. в скважине 109 проведен ГИС-контроль - определение тех.состоянии ИННК (текущ.нефтенасыщ.пластов). проведена ПВР в инт. 403-408м (16отв на пог.м) и АКЦ. По данным заключ. ИННК (от 30.04.2022г) перфорированный интервал - слабонефтенасыщенный, обводненный. В период 2024-2025 гг проведены ремонтные работы, забурка цементного моста. Получен не значительный приток нефть с водой.

Горизонты J 2-IV и J 2-V не опробованы.

Горизонт J1-I испытан в скважине 103 в интервале перфорации 488,9 -505 м с помощью винтового насоса. Получен приток жидкости. В 2024 году проведена расконсервация скважины. Разбуривание цементных мостов, запись ГИС (ИННК, АКЦ), проведение ремонтно-изоляционных работ под давлением. Проведена перфорация в интервале 488,5-505м (12 отв/пог.м). Спуск ВСО, запуск скважины на освоение. Освоение проводилась с помощью винтового насоса на разных оборотах. При 100 об/мин получен приток жидкости дебитом 4,5 м³/сут.

Горизонт Т-I. В скважине Г-1 в интервале 597-601 м был получен приток со столбом нефти 6-7 м³. Вскрытие интервала производилось перфоратором марки ПКС-80, в количестве 54 отверстий, по 16 ст. на 1 пог. м.

В скважине 104, испытание проведено с помощью винтового насоса, перфорация проведена в интервале 569,5-573,1м, 574,1-584,6м, (12 отв./пог.м). Получен приток жидкости. В 2024 году проведена расконсервация скважины. Разбуривание цементных мостов, забой скважины 621м. Проведена перфорация в интервале 569,5-573,1м, 574,1-584,6м (12 отв./пог.м). Во время промывочных работ в интервалах перфорации были получены притоки жидкости с нефтью. В последующим было решено, спускать ВСО и начать освоение скважины с помощью винтового насоса. Освоение скважины проводилось на разных оборотах. При 80 об/мин $Q_n = 3,1$ м³/сут, $P_{зтр}=1,7$ атм. $H_{дин}= 357$ м.

В скважине 105 был испытан интервал 599,5-604м, в результате получен приток 10 м³/сут с пленкой нефти. Проведена разбурка цементного моста в интервале 607-609м с проработкой до забоя 637м. Проведен ГИС-контроль, по результатам которого

перфорированный интервал оценен как обводненный. Проведены изоляционные работы по давлению в интервале 560-604м. При определении кровля цементного моста находится на глубине 561м.

В скважине 109 был перфорирован интервал 605,5-607,8 м. В 2025 году расконсервация скважины начата разбуриванием цементных мостов с достижением искусственного забоя 638 м. Проведен комплекс промыслово-геофизических исследований контроля за разработкой, определение тех.состояния скважины, текущей нефтенасыщенности пластов. По результатам ранее перфорированный интервал оценен как обводненный, слабонефтенасыщенный.

В 2025 г. скважина ТЮ-1 опробована в интервале 577-592м, 605-610м. Испытание скважины проведено с помощью винтового насоса. При 50 об/мин $Q_n = 5,1$ м³/сут, $P_{зтр}=3,3$ атм. $H_{дин}= 50$ м. Получен безводная нефть.

Горизонт Т-II. В скважине 103 в интервале 602,5 – 616 м вызов притока осуществлен методом механизированной отработки скважины посредством винтового насоса опущенного на подвеске НКТ. В результате были получены притоки нефти с дебитом 12 м³/сут.

В 2025 г. скважина ТЮ-2 опробована в интервале 607-609 м был получен приток нефти. Испытание скважины проводится с помощью винтового насоса. При 50 об/мин $Q_n = 4,9$ м³/сут, $P_{зтр}=0,2$ атм. $H_{дин}= 25$ м, обв., =60-70%.

6.1.2 Обоснование выбора способа эксплуатации скважин

Принимая во внимания технологические условия эксплуатации скважин, приведенные выше можно однозначно сказать, что эксплуатация скважин на месторождении Таган Южный будет вестись механизированным способом.

6.1.3 Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)

Область эффективного применения стандартных поршневых насосов при добыче традиционной нефти ограничивается в основном производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. При эксплуатации скважин СШНУ на месторождениях, где отмечается высокая вязкость добываемой продукции, к одним из отрицательных факторов относится снижение скорости возвратно-поступательного

движения штанг, что ограничивает режим откачки. Кроме того, в период, когда обводнённость продукции возрастает, возникает ещё большая проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии, они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его останову (заклиневанию).

Учитывая, что при эксплуатации СШНУ возможно возникнут ряд осложнений, приведенных выше, что в конечном итоге приведет к снижению эффективности работы насосной установки, и, учитывая положительный опыт применения винтовых скважинных насосных установок (ВШНУ) на аналогичных месторождениях рекомендуется для добычи нефти на месторождении Таган Южный применять винтовые насосы.

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

В настоящее время для добычи высоковязкой нефти винтовые насосы являются доминирующей технологией.

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый «подъем» или один полный оборот винта статора) может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а ещё достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

Винтовые насосы первоначально разрабатывались для подъема флюидов с намного меньшими вязкостями, чем вязкость тяжелой нефти. Поэтому, была внедрена тугая подгонка («посадка с натягом») между ротором и гибким эластомером в статоре с ротором на 10 микрон большего диаметра, чем статор для образования надежного уплотнения. Это «требование» не такое строгое при применении в тяжелой нефти, признавая факт того, что высокая вязкость тяжелой нефти противодействует утечке по своей природе, и с точки зрения промысловых наблюдений, изнашивание ведущей кромки ротора за счет песка добывающих скважин приводила к большому просвету между ротором и статором с минимальной потерей полезного действия насоса до тех пор, пока износ не становился чрезмерным.

Срок службы насосов в Канаде с дебитом песка более чем 1% составляет в среднем 16-20 месяцев. Если нет повреждения эластомера статора (обычно вследствие того, что обломки пород рвут эластомер, или охрупчивания вследствие пересыхания), то причина смены насоса – износ ведущей кромки ротора. Он возникает вследствие медленной эрозии, создаваемой частичками песка между эластомером и ротором. Большинство операторов используют роторы, покрытые хромом, некоторые используют борированные роторы, у которых значительно тверже поверхность более стойкая к износу, но на которых более трудно восстанавливать твердую поверхность.

Редко когда насосы меняют просто вследствие того, что упал коэффициент наполнения насоса во время откачки флюидов, в которых преобладает фракция нефти, поскольку эффективность работы насоса поддерживается вследствие высокой вязкости нефти, которая увеличивает скольжение и снижает утечку в конструкции винтового насоса с полостями. Тем не менее, по мере увеличения обводненности до более 60% (соотношения воды к нефти $> 1,5$), утечка и снижение скольжения могут стать проблемами, которые ведут к более быстрому снижению эффективности работы насоса вследствие износа ротора. Этот проблема, которая должна быть поднята и отслеживаться на месторождении Таган Южный.

В процессе всего периода проекта пробной эксплуатации, на месторождении Таган Южный вся информация по эксплуатации винтовых насосов должно тщательно сохранять

(например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

Использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующегося при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов.

Использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов.

Использование роторов с ненамного меньшим диаметром ротора, чем статор (подгонка которых на ~ 20 $\mu\text{м}$ меньше), что наиболее распространено на месторождениях тяжелой нефти Канады, и, скорее всего, это также будет наилучшим вариантом для месторождения Таган Южный.

Использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае, высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Здесь для завершенности. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к повреждению эластомера и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- Коэффициент полезного действия насоса. Это – функция скорости утечки жидкости между полостями, а также это – функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем

диаметр статора на, пожалуй, 10-20 $\mu\text{м}$. Для тяжелых нефтей, насосы с клиренсом между статором и ротором подходят лучше, где у ротора немного меньший диаметр (на $\sim 20 \mu\text{м}$).

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает ($>0,1\%$) для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку они глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. В общем, общей практикой является проведение анализа выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов, затем выбор насоса большей производительности (например, обычно выбирается насос с производительностью 32 $\text{м}^3/100$ оборотов в минуту/сутки, если по анализу рекомендуется, что насос с производительностью 25 $\text{м}^3/100$ оборотов в минуту/сутки «как раз подходит»).

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса паступаемого из пласта песка.

В последнее время на рынке услуг по нефтяному оборудованию, ВШНУ представлены многими фирмами, без принципиальных различий и отличающиеся в основном стоимостью установок

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе пробной эксплуатации месторождения Таган Южный возможны осложнения, связанные с обводнённостью продукции скважин, которая со временем будет увеличиваться за счёт подтягивания подошвенных вод, кроме того, наличие слабосцементированных пород предполагает в процессе добычи вынос песка.

Ограничение притока воды к забоям добывающих скважин, является одной из важнейших проблем в системе мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений.

Правильный выбор технологии, обеспечивающий максимальную ликвидацию водопроявлений, требует проведения качественного исследования ГИС и его анализа. Поэтому перед проведением изоляционных работ необходимо провести ГИС с целью определения причин обводнения, характера поступающей жидкости и изучить весь имеющийся геолого–промысловый материал.

Для стабилизации добычи нефти и снижения темпов обводненности в сложившихся условиях наиболее перспективным является проведение изоляционных работ, путем внедрения технологий, пример которых приведен ниже. Результаты ГИС позволяют решить вопрос о выборе технологии ликвидации водопроявлений.

Технология изоляции с применением кремнийорганических соединений

В последние годы разработаны водоизолирующие материалы на основе силикатов щелочных материалов, в частности жидкого стекла ($R_2O \cdot nSiO$) и кремнийорганических соединений (КОС) таких как материал – «Продукт-119-204».

«Продукт-119-204» представляет собой частично гидролизированные органоалкоксилорсиланы и состоит из смеси олигоорганозтоксилорсиланов. Температура применения находится в широком диапазоне от 0 до 200 °С, что делает возможным его применение в различных горно-геологических условиях. При введении в прискважинную зону КОС они растворяются в нефти нефтенасыщенных интервалов и гидролизуются водой, содержащейся в обводнившихся интервалах. Образованный в пористой среде полимер «лестничного типа» с очень прочной адгезией по отношению к песчаникам породы закупоривает водонасыщенные интервалы и цементирует песок в обводнившейся зоне пласта.

С целью достижения высоких технологических и экономических показателей эффективности водоизолирующие композиции должны обладать:

- высокой фильтруемостью в пористой среде для создания изолирующего

экрана большого радиуса;

- регулируемые в широких пределах реологическими характеристиками, что обеспечит более равномерный охват воздействием неоднородных коллекторов, к тому же они должны быть гомогенными и отверждающимися по всему объему;
- низкой стоимостью и недефицитностью материалов;
- достаточной прочностью и закупоривающей способностью для достижения технологического эффекта.

С учетом требований, предъявляемых к водоизолирующим композициям, для производства ремонтно-изоляционных работ применяется технология, основанная на создании на первом этапе: слабопроницаемого гелеобразующего состава на основе жидкого стекла ($R_2O \cdot nSiO$) и хлористого кальция, и закачки на втором этапе кремнийорганических соединений ("Продукт-119-204") с последующим докреплением интервала изоляции цементным составом.

Высокая успешность работ (80 %) по применению данной технологии, большая продолжительность эффекта и хороших прочностных характеристик применяемого состава подтверждаются на месторождениях Сибири.

В качестве примера изоляции при обводнении подошвенными водами и заколонными перетоками приводятся технологии по их изоляции.

Технология изоляции при обводнении подошвенными водами. Изоляционные работы проводятся по следующей технологии (рисунок 6.1). А - работающая скважина, где ясно видно подтягивание подошвенных вод и образование конуса обводнения; Б – установка пакера и закачка композиции в обводнившийся интервал через специальные отверстия; В - докрепление обводнившегося интервала цементом, установка цементного моста. По окончании работ проведение освоения скважины и пуск ее в работу.

Для условий месторождений Таган Южный (водонефтяные зоны) данная технология приемлема при условии, если в разрабатываемом нефтеносном горизонте существует непроницаемый глинистый пропласток, отделяющий обводненный нижележащий пропласток от остальной части нефтенасыщенного коллектора, как и показано на рисунке 6.1.

Технология изоляции заколонных перетоков из выше- нижележащих горизонтов.

В случае если обводнение добываемой продукции происходит за счет поступления воды по межколонному пространству из верхнего водоносного горизонта или из обводнившегося нижележащего горизонта, или водоносного нижележащего горизонта, изоляцию проводят избирательно по результатам полученных исследований.

Если по результатам ГИС определено, что обводнение добываемой продукции происходит за счет поступления воды по межколонному пространству из нижележащего горизонта, то изоляционные работы проводятся по следующей технологии (рисунок 6.2):

Г – скважина, где по данным ГИС установлены заколонные перетоки с нижележащих горизонтов; Д - установка глухого пакера или цементного моста в интервале, где определен переток в заколонное пространство и закачка изоляционной композиции в данный интервал через специальные отверстия; Е - докрепление данного интервала цементом; По окончании работ проведение освоения скважины и пуск ее в работу.

Если по результатам ГИС определено, что обводнение добываемой продукции происходит за счет поступления воды по межколонному пространству из вышележащего водоносного горизонта, то изоляционные работы проводятся по следующей технологии (рисунок 6.3):

Ж – скважина, где по данным ГИС установлены заколонные перетоки с вышележащего горизонта; З - установка глухого пакера или цементного моста ниже интервала, где определен переток в заколонное пространство и закачка изоляционной композиции в данный интервал через специальные отверстия; И - докрепление данного интервала цементом; К - удаление глухого пакера или разбуривание цементного моста. По окончании работ проведение освоения скважины и пуск ее в работу.

В случае если по данным ГИС заколонные перетоки присутствуют как с нижележащего, так и с вышележащего горизонтов необходимо провести РИР в купе с порядком проведения снизу вверх.

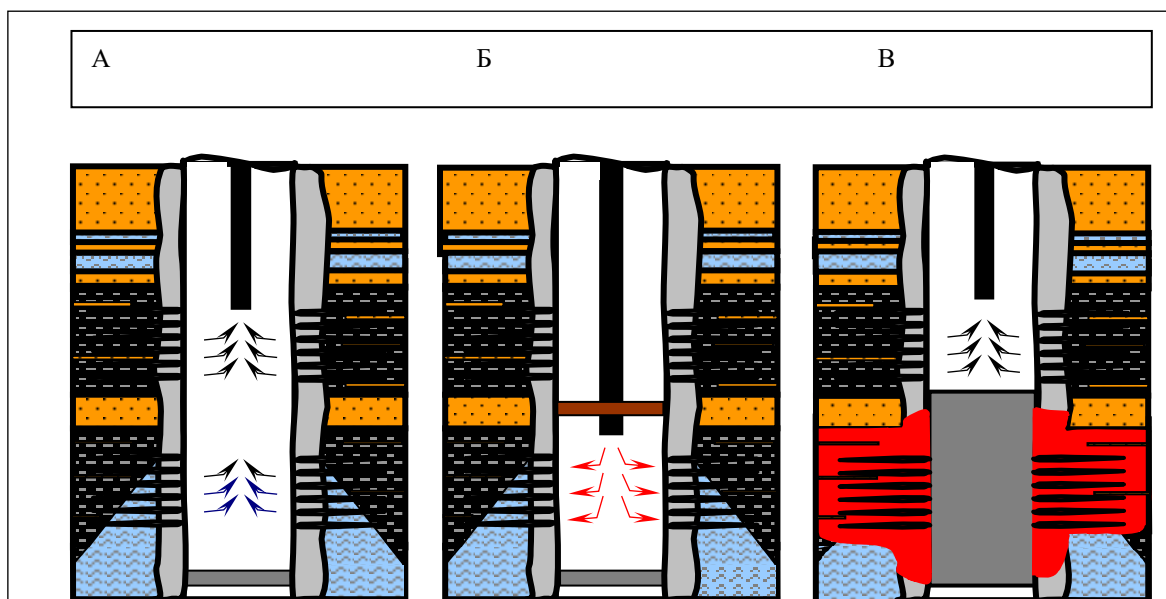


Рисунок 6.2.1 - Технология изоляции при обводнении подошвенными водами

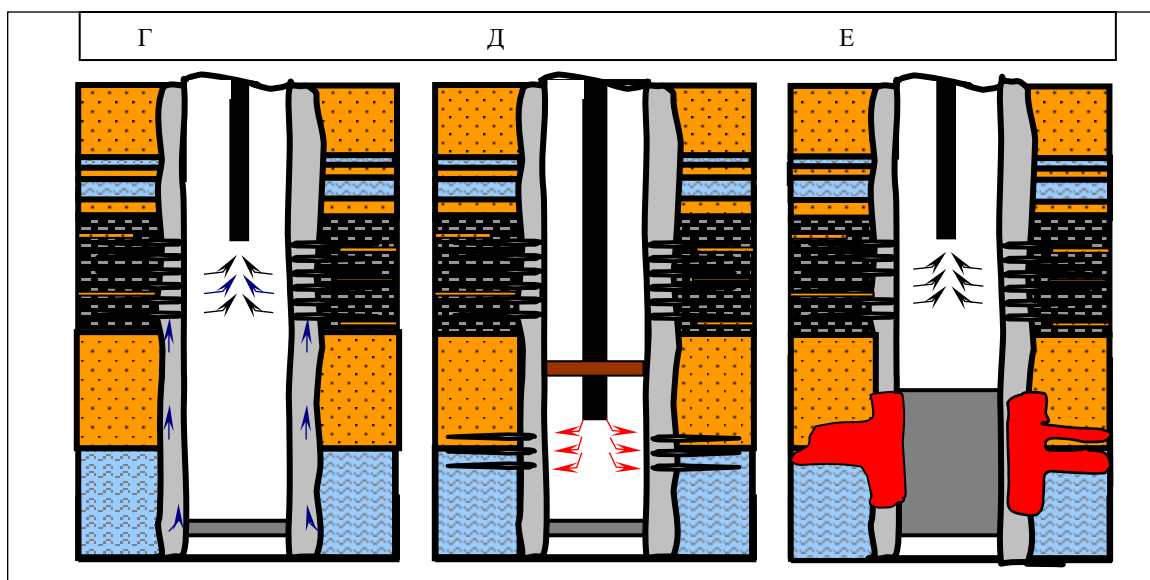


Рисунок 6.2.2 - Технология изоляции заколонных перетоков из нижележащих горизонтов

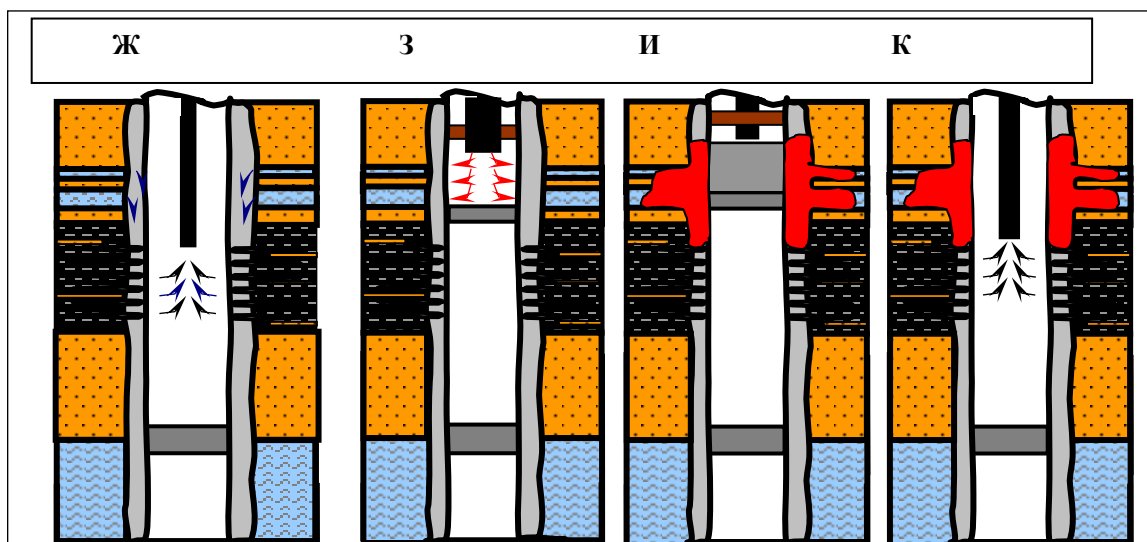


Рисунок 6.2.3 - Технология изоляции заколонных перетоков из вышележащих горизонтов

6.2.1 Мероприятия по борьбе с пескопроявлениями

Кровля средней юры отмечена первым появлением угольной пачки. Отложения среднеюрского возраста сложены переслаивающимися пластами аргиллитов, угля, алевролитов и песчаников.

Нижнеюрские отложения состоят из массивных песчаников и реже аргиллитов.

Кровля триасовых отложений отмечается появлением светло-серых и серовато-белых аргиллитов. Вскрытые отложения в основном представлены аргиллитами и песчаниками, слабо сцементированными. Нижняя часть представлена песком мелкозернистым серого цвета сильно глинистый.

На аналогичных месторождениях, где добыча высоковязких нефтей идет из слабоцементированных коллекторов в начальный период времени эксплуатации скважин наблюдается повышенный вынос песка, который в течение 2-3 недель снижается до минимума.

Так как на месторождении Таган Южный нет опыта по эксплуатации скважин и нет информации о количестве возможного выноса песка (мех. примесей) необходимо после освоения и пуска скважин в эксплуатации вести контроль за количеством выносимого песка. В случае если объем выносимого песка будет затруднять процесс эксплуатации скважин, необходимо будет провести мероприятия по ограничению поступления песка в ствол скважины (например, установка

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

6.3.1 Основные требования к системе промыслового обустройства

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации месторождения;
- реологические характеристики добываемой продукции (высокую вязкость, плотность, температуру застывания);
- схему расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти;
- прогнозируемый уровень обводненности;

- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработками...» [6] должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти;
- 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 Система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

При освоении и опробовании скважин в период пробной эксплуатации на месторождении Таган Южный сбор и замер продукции будет производиться по каждой скважине индивидуально.

Схема подключения следующая: поток жидкостной смеси со скважины будет поступать на двухфазный сепаратор, поток нефти и воды направляется в сборный резервуар, откуда автовозом вывозится на УПН месторождения Копа.

После получения результатов исследования, опробования и определения потенциальных дебитов по скважинам предусмотреть централизованную систему сбора.

В основу централизованной системы сбора нефти должна быть заложена однетрубная герметизированная система выкидных линий от скважин до ГУ. На групповой установке расположена манифольдная станция типа «Спутник». На «Спутнике» производится поочередный скважинный замер дебитов нефти. Для замера скважина переключается на тестовую линию, где расположен мультифазный расходомер. После замера продукция скважины объединяется с общим потоком остальных скважин и поток нефти и воды направляется в сборный резервуар, откуда автовозом вывозится на УПН месторождения

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкции скважин и производству буровых работ

7.1.1 Конструкции проектных скважин

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения разведочных скважин и в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан» [7] рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин:

- Направление 323,9 мм х 20м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. Цементируется до устья.
- кондуктор 244,5 мм х 100 м спускается для перекрытия пресных меловых вод, а также для установки ПВО и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений. Цементируется до устья. Глубину спуска кондуктора следует уточнять по фактической глубине залегания подстилающих глин в подошве пресноводных горизонтов,
- эксплуатационная колонна 168,3 мм х 750 м спускается для разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Высота подъема цемента – до устья.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин приведена в таблице 7.1.1.1

Таблица 7.1.1 – Конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Направление	393,7	323,9	20	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	100	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	750	до устья

При расчете эксплуатационных колонн для всех типов скважин следует учитывать максимальные внутренние давления, возникающие при производстве специальных технологических операций в процессе эксплуатации скважин.

7.1.2 Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов для крепления скважин месторождения Таган Южный проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных разведочных скважин.

В соответствие с конструкцией скважин, представленной в разделе 7.1.1, цементирование скважин следует проводить по следующей схеме:

323,9 мм (12 3/4") Направление на 20 м.

Высота подъема цемента – до устья

Тип цемента ПЦТ: I (II)-СС-50 по ГОСТ 1581-96 или: G по API.

Плотность цементного раствора: 1.85 г/см³.

Добавки: хлористый кальций (CaCl₂), пеногаситель.

Водоотделение: <1.4%

Прочность при сжатии через 24 часа – не менее 2500 psi.

Буферная жидкость – техническая вода.

244,5 мм (9 5/8") Кондуктор на 100 м.

Высота подъема цемента – до устья.

Тип цемента: G по API или ПЦТ I (II)-СС-50 по ГОСТ 1581-96.

Плотность цементного раствора: 1.85 г/см³.

Водоотдача: <250 ml/30 min (API).

Водоотделение: <1.0%.

Добавки: понизитель водоотдачи, пеногаситель.

Прочность при сжатии через 24 часа – не менее 2500 psi.

Буферная жидкость – техническая вода.

Технологическая оснастка: направляющий башмак с обратным клапаном, муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, центраторы для обеспечения степени центрирования не менее 70%, верхняя продавочные пробки.

168.3 мм (6 5/8") Эксплуатационная колонна на 750 м.

С целью недопущения гидроразрыва пород и поглощений цементного раствора рекомендуется проводить прямое цементирование в одну ступень.

Высота подъема цемента – до устья.

Тип цемента: ПЦТ I(II)-СС-50 по ГОСТ 1581-96 или G по API

Плотность цементного раствора: 1.85 г/см³

Прочность при сжатии через 24 часа – не менее 2500 psi.

Водоотдача: <150 ml/30 min (API).

Водоотделение: 0.

Добавки: понизитель водоотдачи (КМЦ, ПВС-Тр или аналоги), ускоритель схватывания (при необходимости).

Буферная жидкость: Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами.

Технологическая оснастка: направляющий башмак с обратным клапаном, муфта для посадки цементирующей пробки с обратным клапаном, центраторы для обеспечения степени центрирования в интервале цементирования не менее 80%, нижняя и верхняя продавочные пробки.

Для обеспечения полноты замещения бурового раствора цементным, рекомендуется, по возможности, проводить вращение и (или) расхаживание обсадной колонны во время всего процесса цементирования.

7.1.3 Требования к производству буровых работ

Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки грузоподъемностью 60-80 т исходя из максимального веса спускаемой обсадной колонны (допускается применение буровой установки с большей грузоподъемностью), с достаточным уровнем автоматизации и механизации операций при строительстве скважин и непродолжительной монтажеспособностью.

Углубление скважины предусматривается производить долотами с вооружением, соответствующему литологическому разрезу скважины роторным способом. Компоновка низа бурильных колонн должна обеспечивать вертикальность ствола скважины. Промывка скважины при бурении должна осуществляться буровым раствором с плотностью, препятствующей поступлению пластовых флюидов в ствол скважины. Технические средства, технология строительства скважин будут подробно изложены в техническом проекте на строительство скважин.

7.2. Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Вторичное вскрытие продуктивного пласта производится при репрессии на пласт в среде технической воды плотностью 1.02 г/см^3 кумулятивными перфораторами типа ПК-103, ПК-105, ПКС-80 или их зарубежными аналогами. Плотность прострела 20 выстрелов на 1 погонный метр. Для производства перфорации на устье скважины устанавливают перфорационную задвижку.

После перфорации в скважину спускают подземное оборудование.

Освоение скважины производить винтовой насосной установкой.

Рекомендуется винтовой насос устанавливать в интервале перфорации. Устье оборудуют в соответствие со схемой оборудования устья скважины при винтовой насосной эксплуатации.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящее время месторождение по степени изученности находится на разведочном этапе, основной целью которого является оценка запасов углеводородного сырья, и подготовка его к промышленному освоению.

Площадь освещена бурением 8 скважин, из которых 2 скважины ликвидированы.

Нефтеносность на месторождении Таган Южный установлена в нижнемеловых, среднеюрских, нижнеюрских и триасовых отложениях.

Продуктивные горизонты K1-I, K1-II, K1-III приурочены к отложениям нижнего мела, горизонты J2-I - J2-VI – отложениям средней юры, горизонт J1-I – к отложениям нижней юры, горизонты T-I и T-II – к отложениям среднего триаса.

В 2026 г. на ГКЗ РК был защищен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти месторождения Таган Южный» по состоянию изученности на 01.12.2025 г. В Протоколе ГКЗ РК №2804-26-П от 02.02.2026 г даны следующие рекомендации:

- продолжить работы по уточнению продуктивности скважин и параметров продуктивных пластов;
- продолжить работы по доизучению месторождения, в том числе исследования на продуктивность запасов категории C₂ для получения промышленных притоков нефти и перевода запасов на более высокую промышленную категорию;
- при бурении новых скважин в продуктивных горизонтах провести исследования на керне из меловых отложений;
- продолжить изучение физико-химических свойств флюидов.

С целью исполнения протокольных решений и дальнейшего изучения месторождения, на основании анализа геолого-геофизических данных, рекомендуется проведение следующих мероприятий по доразведке:

Пробурить оценочную скважину ТЮ-7 на расстоянии 350 м в восточном направлении от скважины №103, целью бурения данной скважины является уточнение границ распространения залежей, установленных в пределах месторождения Таган Южный.

Опробование в ранее пробуренных скважинах перспективных интервалов, выделенных по ГИС:

- в скважине 103 провести опробование в горизонте J2-VI (450-459,2);
- в скважине 105 провести опробование в горизонте J2-II (267,9-294,3);
- в скважине ТЮ-1 провести опробование в горизонтах J2-I (245,5-246,6); J2-II (267,6-304), J2-III (365,2-371,3), J2-IV, J2-VI (451,4-463,3); J1-I (490,5-504,8)

- в скважине ТЮ-2 провести опробование в горизонтах К-III (184,6-186,3); J2-II, J2-III (300,8-305,3); J2-V (367,2-372,2).

Опробование в проектных скважинах:

- в скважине ТЮ-6 провести опробование в горизонте J2-IV;
- в скважине ТЮ-7 провести опробование в горизонтах J2-I и J2-II;
- в скважине ТЮ-4 в горизонтах Т-I и Т-II;

Во вновь пробуренных скважинах необходимо предусмотреть выполнение комплекса общих и детальных геофизических исследований скважин.

Для уточнения петрофизических и физико-гидродинамических характеристик пород рекомендуется выполнить отбор керна с последующим проведением стандартных и специальных лабораторных исследований.

Рекомендуется продолжить проведение исследований физико-химических свойств поверхностной пробы нефти для уточнения принятых параметров и в целях контроля за изменениями свойств и состава;

Во вновь пробуренных скважинах рекомендуется выполнять исследования методами МУО и КВД не менее чем на 3-х режимах для получения достоверной информации о фильтрационно-емкостной характеристике коллекторов. На каждом режиме необходимо замерять дебиты пластовой продукции, выполнять замеры пластового давления, забойного и устьевых давлений, отбирать поверхностные пробы пластовой продукции;

В случае получения пластовой воды определить полный химический состав и минерализацию воды, что важно для более достоверного определения удельного сопротивления пластовых вод, необходимого для расчета петрофизической зависимости, используемой при количественной оценке коэффициента нефтенасыщенности по данным, ГИС.

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В настоящей главе рассматриваются мероприятия, направленные на выполнение требований законодательства Республики Казахстан в области охраны недр и окружающей среды. Все работы по геологоразведке и разработке месторождений должны проводиться в соответствии с действующими нормами, директивами и положениями, регулирующими безопасное ведение работ. Комплекс природоохранных мероприятий включает в себя действия по охране недр, защите атмосферного воздуха, водных ресурсов, почвы, а также восстановлению природных комплексов.

Реализация проекта разработки месторождения должна соответствовать требованиям «Экологического кодекса Республики Казахстан», Кодекса «О недрах и недропользовании» и других нормативных актов. Планирование природоохранных мероприятий осуществляется инициатором хозяйственной деятельности.

9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия направлены на сокращение воздействия выбросов предприятия на жилые зоны. Проектируемое предприятие будет расположено на заметном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Месторождение Таган Южный расположено в юго-восточной части Прикаспийской низменности в междуречье Сагиз и Эмба, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 300 км к востоку от областного центра г. Атырау.

Ближайшие населённые пункты г. Кульсары и с. Мукур находится на расстоянии 115 км и 55 км соответственно. В радиусе 40-60 км находится соседние нефтегазовые месторождение – Кенбай, Орысказган, Северный Жантерек, Жубантам, Кырыкмылтык, Копа, Таскудук и др.

Район работ характеризуется пустынно-степным равнинным рельефом, осложненными отдельными холмами, грядами и возвышенностями. Абсолютные отметки местности колеблется в пределах 45м до 247м.

Для безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;

- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключаящих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;

- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

9.1.1 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, в большей степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Главная цель заключается в предотвращении возникновения значительного загрязнения в эти периоды времени.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль. Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму работы.

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

В соответствии с требованиями РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при НМУ» мероприятия по регулированию выбросов разрабатываются на всех предприятиях, имеющих источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

В соответствии с РД 52.04.52-85 для предприятия разработаны планы мероприятий по снижению выбросов при наступлении НМУ на I, II режимы работы.

Мероприятия по первому режиму должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 15-20%. Мероприятия носит организационно-технический характер.

Мероприятия по сокращению выбросов по первому режиму включают:

- усиление контроля за работой измерительных приборов и оборудования, в первую очередь, за режимом горения топлива в дизель-генераторах;
- контроль за точным выполнением технологического регламента;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- другие организационно-технические мероприятия, приводящие к снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

По второму режиму мероприятия по регулированию выбросов должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 20-40 %. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия первого режима, а также мероприятия, сопровождающиеся незначительным снижением производительности работ.

Мероприятия по сокращению выбросов по второму режиму включают:

- все организационно-технические мероприятия по I режиму НМУ;
- снижение производительности отдельных агрегатов и технологических процессов, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

Мероприятия по третьему режиму включают в себя все мероприятия,

разработанные для первого и второго режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, имеющих возможность снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет временной остановки работ.

При III режиме – предусматривается полное прекращение работ (стоянка в ожидании погоды).

9.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

В процессе производственной деятельности ТОО «Pangea Engineering» образуются сточные воды. Образующиеся на предприятии хозяйственно-бытовые сточные воды будут сбрасываться в гидроизолированный септик. Оператор объекта полностью передаёт все

сточные воды специализированным организациям. Сброс сточных вод в водные объекты и на рельеф местности не предполагается.

В целях предупреждения загрязнения и истощения водных ресурсов на период разработки месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводить специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противofiltrационных экранов и завес;
- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- контроль содержания нефтепродуктов, мехпримесей и других примесей в закачиваемой воде проводить по всему фонду нагнетательных скважин;
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора

и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;

- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием поверхностных и подземных вод.

9.3 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтом режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

В целях сохранения биоразнообразия рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
 - своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
 - разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
 - создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
 - запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
 - соблюдение норм шумового воздействия;
 - создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
 - изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
 - принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
 - проведение мониторинга животного мира.
 - принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми.
- Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

9.4 Мероприятия по охране почвенного покрова

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные в ликвидации скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

К факторам негативного потенциального воздействия на почвенный покров при проектируемых работах относятся:

- механические нарушения почвенного покрова при обустройстве основных и вспомогательных площадных сооружений;
- при прокладке подводящих и отводящих коммуникации;

- дорожная дегрессия;
- загрязнение промышленными, строительными и хозяйственно-бытовыми отходами.

При передвижении строительной техники в пределах строительной полосы возможно частичное или полное уничтожение почвенного покрова.

На территории с нарушенным почвенным покровом не исключено развитие процессов ветровой и водной эрозии почв.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Мероприятиями по охране почв и грунтов при разработке месторождения предусматриваются:

- планировка и обваловка площадок;
- рациональное использование земельного фонда;
- полная утилизация отходов, образовавшихся в процессе строительства скважин;
- регламентация передвижения транспорта; проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- установление научно обоснованных нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- обязательное проведение работ по рекультивации нарушенных земель. оздоровление экологической обстановки предполагает в первую очередь проведение рекультивационных работ на поврежденном участке.
- использование современной и надежной системы сбора сточных вод;
- пылеподавление посредством орошения территории;
- устройство временных площадок для мытья колес автомобилей и строительной техники;
- оперативная ликвидация загрязнений на площадках строительства;
- освещение прожекторами рабочих мест (в темное время суток);
- оснащение временных сооружений первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности на весь период строительства;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и промышленных отходов.

Все твердые отходы складировются в контейнеры для дальнейшей транспортировки к полигонам захоронения.

Одним из мероприятий по охране подстилающей поверхности является проведение технической рекультивации.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- очистка территории от остатков построек и оборудования (необходимо убрать металлические и железобетонные конструкции, строительный мусор, извлечь фундаменты); засыпку колодцев, погребов и котлованов;
- сбор и вывоз оборудования;
- устранение последствий утечек ГСМ - снятие загрязненных ГСМ грунтов, их обезвреживание и вывоз в специализированную организацию на утилизацию;
- посадка древесной и кустарниковой растительности местных пород.

9.5 Мероприятия по охране недр

Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные нефтегазоносные горизонты.

Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоков в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть:

- использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения, без токсичных добавок;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтах по всему вскрытому разрезу;
- надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.
- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

9.6 Радиационная безопасность

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
- 10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности,

поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;

- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

Основное требование радиационной безопасности на предприятии в целях предотвращения детерминированных пороговых, а также схематически беспороговых эффектов предусматривает исключение необоснованных облучений населения и производственного персонала, предотвращение превышения предельных доз радиоактивного облучения, а также снижение доз облучения до возможного низкого уровня.

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения в районе проектируемых работ могут быть:

- буровое оборудование, используемое при буровых операциях, капитальном ремонте или профилактических работах;
- возможные участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях;

– емкости для хранения нефтепродуктов и др.

9.7 Ликвидация аварийных ситуаций

Объекты нефтедобывающей отрасли в большинстве относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду (ОС). К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относится:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры;

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации промышленных объектов на рассматриваемом месторождении являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно–бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования

и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов месторождения Таган Южный:

- разработать специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Чтобы обеспечить корректное и безопасное выполнение работ на предприятии, необходимо наличие специализированных служб, ответственных за осуществление следующих ключевых действий:

- обеспечить ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- обеспечивать вспомогательные работы на производстве;
- трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;
- проводить строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- проводить контроль технического состояния оборудования;
- своевременно и качественно проводить техническое обслуживание и ремонт;
- при высоких скоростях ветра (10 м/с и более) прекращать слив и налив ГСМ;
- предусмотреть обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- принимать эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- проводить использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- предусмотреть контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

- проводить планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- использовать системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- предусмотреть систему автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- предусмотреть регулярную откачку и вывоз хозяйственно-бытовых сточных вод из гидроизолированных септиков;
- регулировать движение автотранспорта на месторождении типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- рабочие и ИТР должны обеспечиваться спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ по эксплуатации месторождений.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем, согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

Меры реагирования на разливы нефти включают:

- отбор проб и их анализ с целью определения характера, источника и распространения нефтяного разлива и/или загрязнений в прибрежной зоне;
- контроль и ликвидацию источника аварийного разлива нефти;
- контроль за распространением нефтяных разливов;
- предупреждение или локализацию нефтяного разлива путем использования физических или механических средств (собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации;
- ликвидацию нефтяного разлива с помощью средств, предназначенных для проведения данных мероприятий;
- по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.

При осуществлении мер реагирования и очистки на разливы нефти обеспечивается достижение наиболее эффективных результатов с точки зрения охраны окружающей среды.

Мониторинг эмиссий. Виды работ по производственному экологическому контролю и объекты контроля

Основными производственными процессами при производственной деятельности Компании являются: добыча нефти и газа на месторождении, подготовка и транспортировка нефти. До настоящего времени в компании не осуществлялся систематический производственный мониторинг. В дальнейшем планируется его внедрение, с целью контроля за соблюдением производственных параметров, предотвращения сбоев в технологических процессах, защиты окружающей среды от загрязнений и обеспечения высокого качества продукции. Мониторинг будет осуществляться силами аккредитованной лаборатории компании.

Атмосферный воздух. В рамках исследования планируется осуществление производственного экологического контроля с целью оценки концентраций загрязняющих веществ (ЗВ) в окружающей среде. Для этого планируется провести замеры концентраций ЗВ с использованием четырех точек наблюдения: две с наветренной стороны и две с подветренной стороны объекта.

Следует производить контроль качества атмосферного воздуха на территории месторождения по следующим загрязняющим веществам: (азота диоксид, углерод оксид, серы диоксид, сажа, сероводород, углеводороды.

Мониторинг водных ресурсов. Контроль состояния водных ресурсов представляет единую систему наблюдений и контроля за водными ресурсами при выполнении производственных работ для своевременного выявления и оценки происходящих

изменений, рациональное использование водных ресурсов и смягчение воздействия на окружающую среду этой территории.

Для обеспечения экологической устойчивости производственных операций необходимо проведение систематического мониторинга качества поверхностных и подземных вод. Этот контроль направлен на выявление и анализ потенциальных загрязнений, включая тяжелые металлы, химические вещества и другие токсичные компоненты, которые могут попасть в водоемы в результате промышленных процессов.

Мониторинг уровня загрязнения почвы.

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, на территории ТОО "Pangea Engineering" запланировано осуществление производственного мониторинга состояния почв. Порядок проведения экологического мониторинга определяется в соответствии с требованиями природоохранного законодательства, нормативно-методическими документами и прочими соответствующими регулятивными актами.

Частота проведения наблюдений за показателями загрязнения почв нефтепродуктами и тяжелыми металлами составляет один раз в квартал.

Радиационный мониторинг. Планируется проведение оценки радиационного фона на промышленных территориях. Измерение уровня гамма-излучения будет осуществляться при размещении датчика на расстоянии 0,1 от поверхности исследуемой площади.

Для каждой точки фиксации предусмотрено измерение радиационного фона продолжительностью не менее 30 секунд.

10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В данном разделе приведены ожидаемые затраты на период пробной эксплуатации (01.06.2026-31.07.2029гг.) месторождения Таган Южный.

Объёмы капитальных вложений на период пробной эксплуатации включают в себя:

В таблице 10.1 приведены ожидаемые затраты на период 2026-2029гг.

Таблица 10.1 - Ожидаемые затраты на период пробной эксплуатации месторождения Таган Южный (без учета НДС)

№	Наименование объектов	Единица измерения	Годы			
			2026	2027	2028	2029
Расконсервация и бурение скважин						
1	Расконсервация скважины 103 и ее освоение под эксплуатацию	тыс. тнг.	12 000			
2	Расконсервация скважины 104 и ее освоение под эксплуатацию	тыс. тнг.	12 000			
3	Расконсервация скважины 105 и ее освоение под эксплуатацию	тыс. тнг.	7 000			
4	Расконсервация скважины 109 и ее освоение под нагнетание	тыс. тнг.	5 000			
5	Расконсервация скважины ТЮ-1 и ее освоение под эксплуатацию	тыс. тнг.	5 000			
6	Расконсервация скважины ТЮ-2 и ее освоение под эксплуатацию	тыс. тнг.	10 000			
7	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ТЮ-3	тыс. тнг.	75 000	75 000		
8	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ТЮ-4	тыс. тнг.		120 000		
9	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ТЮ-5	тыс. тнг.			120 000	
10	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ТЮ-6	тыс. тнг.			120 000	
11	Бурение и освоение зависимых скважин ТЮ-7, ТЮ-8	тыс. тнг.			120 000	120 000
12	Лабораторные исследования керна и флюидов	тыс. тнг.	3 000	10 000	10 000	
13	Проектные и исследовательские работы	тыс. тнг.		12 000	12 000	10 000
	Итого:	тыс. тнг.	129 000	217 000	382 000	130 000
Наземное обустройство месторождения						
1	Обустройство скважин	тыс. тнг.	10 000	10 000	10 000	10 000
2	Аренда или приобретение нефтепромыслового оборудования	тыс. тнг.	3 000	3 000	3 000	3 000
	Итого:	тыс. тнг.	13 000	13 000	13 000	13 000
	ВСЕГО:	тыс. тнг.	142 000	230 000	395 000	143 000

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В данном разделе приводится предварительная оценка затрат на ликвидацию последствий недропользования на месторождении Таган Южный.

С учетом продолжительного периода времени до начала работ по выводу из эксплуатации, затраты на ликвидацию последствий недропользования, приведенные в настоящем разделе, являются лишь предварительными.

Сумма обеспечения ликвидации последствий недропользования сформирована из затрат на:

- ликвидацию скважин;
- рекультивации нарушенных земель;
- демонтаж наземных объектов обустройства скважин.

Основой для расчета стоимости строительства являются расчетные показатели по демонтажу по типам имеющегося оборудования, данные по климатическим характеристикам района проведения работ, данные по удельным объемам демонтажных работ, рассчитанные на основе проектов-аналогов, выполненных для промышленных объектов Республики Казахстан (РК).

При этом учитывались транспортные расходы на мобилизацию и демобилизацию техники для соответствующих работ на месторождении.

В конечном результате учтены резерв средств на непредвиденные расходы и другие затраты Заказчика (на проекты по ликвидации ствола скважин, проекты ликвидации контрактной территории, на экспертизы, на авторский надзор, сопровождение демонтажа и т.д.).

Таблица 11.1- Расчет затрат ликвидации ствола скважин месторождения Таган Южный

Направления затрат	Единицы измерения	Сметная стоимость в тыс. тенге
Ликвидации скважин	тыс. тенге	25 581,40
Рекультивация нарушенных земель	тыс. тенге	840,00
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс. тенге	360,62
Прочие работы и затраты	тыс. тенге	674,65
Итого	тыс. тенге	27 456,67
Накопленная сумма	тыс. тенге	0,00
Сумма к накоплению	тыс. тенге	27 456,67
Удельный норматив отчисления	тенге/тн	1 185,01

Таблица 11.2 – Расчет ежегодных ликвидационных отчислений

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Удельный норматив, тенге	Ликвидационные отчисления, тыс.тг
2026	2,5	1185,0	3 009,92
2027	7,6	1185,0	9 017,92
2028	8,5	1185,0	10 060,73
2029	4,5	1185,0	5 368,09
Всего	23,2	1185,0	27 456,67

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями от 26.12.2025г), г. Астана, 2017г;
- 2) «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239 (с изменениями и дополнениями от 24.09.2024г), г. Астана, 2018г;
- 3) «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329);
- 4) РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-физических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений». ВНИИ, Москва, 1984 г.;
- 5) «Техническая инструкция по проведению ГИС» М., Недра;
- 6) Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов «Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород», Москва 2007г;
- 7) Дж.Амикс, Д.Басс, Р.Удитинг «Физика нефтяного пласта». 1960г;
- 8) В.М.Добрынин, Б.Ю.Вендельштейн, Д.А.Кожевников «Петрофизика» физика горных пород, Москва 2004г;
- 9) Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин. Статья «Оценка забойного давления фонтанирующей скважины при его значении ниже давления насыщения». Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012.№2;
- 10) Крец, В. Г. Основы нефтегазового дела: учебное пособие /В. Г. Крец, А. В. Шадрина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 182 с.;
- 11) Миклина, О. А. Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин: методические указания к практическим занятиям. – Ухта: УГТУ, 2014. – 37 с.;
- 12) Мордвинов, А. А. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин [Текст]: метод. указания / А. А. Мордвинов, О. А. Миклина, Е. Л. Полубоярцев. – 2-е изд., испр. и доп. – Ухта: УГТУ, 2013. – 42 с.;
- 13) Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / В. И. Щуров. – М.: ООО «Альянс», 2005. – 510 с.;
- 14) Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам/ Д. М. Викторин, Н. А. Лыков/ Москва "Недра ", 1980;

- 15) Интенсификация притока нефти и газа к скважинам/ С. И. Иванов/ Москва, ООО "Недра", 2006;
- 16) Нефтепромысловая химия, том IV, Кислотная обработка скважин/ В. Н. Глущенко, М. А. Силин.; Под ред. проф. И. Т. Мищенко/ Москва, Интерконтакт Наука, 2010;
- 17) «Об утверждении Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164;
- 18) Экологический кодекс Республики Казахстан, от 09.01.2007г;
- 19) «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации», приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г;
- 20) Макет рабочего проекта на строительство скважины на нефть и газ РД-39-0148052-537-87. Москва, ВНИИБТ, 1990г;
- 21) Юрчук А.М. «Расчеты в добыче нефти» - М.: Изд-во «Недра», 1969 г.
- 22) Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений, Москва, 1987.
- 23) Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, МИР РК от 30.12.2014г. №355;
- 24) Закон РК «О гражданской защите». Астана, от 11.04.2014г. №188-V;
- 25) Инструкция по составлению технического проекта на строительство скважины на нефть и газ. № 45 от 2.02.2005г;
- 26) Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г;
- 27) Инструкция по испытанию скважины на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977г;
- 28) Справочник инженера по бурению, под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976г;
- 29) Справочник по креплению нефтяных и газовых скважины под редакцией Булатова. Москва, Недра, 1981г;
- 30) Спутник буровика. Справочник К.В. Иогансен. Москва, Недра, 1986г;
- 31) «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман. Москва, Недра, 1963г;
- 32) Единые нормы времени на бурение скважины на нефть, газ и другие полезные ископаемые. Москва, 2000г;

- 33) Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационной скважины. Москва, НИИтруда, 1987г;
- 34) Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважины. Москва, Недра, 2000г.
- 35) Отчет «Проект поисковых работ на участке (Таган Южный и Южный Урихтау)». Ж.С. Мурзагалиева, К. Шудабаев, З.Д. Кабдулова, Атырау, 2012г;
- 36) Отчет «Проект оценочных работ на месторождении Таган Южный». Абитова А.Ж., Амангали С.А., Тулетаев Д.М., и др., Атырау, 2017г;
- 37) Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Таган Южный Актюбинской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 31.03.2019г)». Сымгалиев А.Д, Каналин Р.А. Тұқпатолла Д.С. и др., Атырау 2019г.
- 38) Отчет по приросту запасов нефти и газа по ПГО «Гурьевнефтегазгеология» по состоянию на 1.01.1992 г. месторождении Кырыкмылтык, Кожя Южный, Онгар Восточный, Таган Южный, Кенбай. ПГО «Гурьевнефтегазгеология», ТОО «КазНИГРИ». г.Гурьев, 1991 год.
- 39) Отчет о результатах нефтепоискового бурения на площади Таган Южный-Карасай, проведенного в 1989-1991 гг. Северо-Эмбинской нефтегазоразведочной экспедиции. Книга 1. г.Гурьев, 1991 г.
- 40) Дела скважин Г-1 и Г-2.
- 41) Проект разведочных работ по оценке месторождения Таган Южный согласно контракта №5262-УВС от 23.08.2023г; ТОО «Caspian Technolgy Group». г.Алматы, 2024г;
- 42) Оперативный подсчет запасов нефти месторождения Таган Южный по состоянию на 01.12.2025г.; ТОО «КазНИГРИ». г.Атырау, 2025г.