

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Мунайгазгеолсервис»

УТВЕРЖДАЮ:



Генеральный директор
ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»

Шигамбаев Р.М.

2021 г.

**ПРОЕКТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАЙКАЗАН**
(по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)

Договор № 03/07-21 от 28.07.2021 г.

Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис»



Бигараев А.Б.

г. Алматы, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор ТОО «Мунайгазгеолсервис»
(общее руководство)



Бигараяев А.Б.

Руководитель подсчетной группы



Абдуллаев И.Ш.

Ведущий геолог



Мартынов В.В.

Геолог



Уразбаева А.А.

Главный специалист по разработке
месторождений нефти и газа



Сакаев Б.К.

Главный специалист по разработке
месторождений нефти и газа



Кадыров Т.А.



УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»
Шигамбаев Р.М.
«___» _____ 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Проекта пробной эксплуатации месторождения Тайказан в Кызылординской области» и проекта «Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) к Проекту пробной эксплуатации месторождения Тайказан»

Цель работы:

Выполнение проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан» с «Проектом ОВОС».

Сведения о месторождении:

На контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» проводятся разведочные работы на основании Контракта № 1529, выданного 15.10.2004г.

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыкумского прогиба.

В 2011 ТОО «Oil&GasConsulting» разработан «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области РК», утвержденным Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИ и НТ РК (Протокол №240 от 24.10.2011г.) – программа работ на период продления на 2011-2013гг., в котором предусмотрено проведение сейсмики 3Д в объеме 300 км².

В 2012 г были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 312 км² полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики 3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по семи отражающим горизонтам.

На основании «Проекта поисков и разведки...» в 2013 г были пробурены поисковые скважины ТКЗ-1 и ТКЗ-2.

Первооткрывательницей месторождения Тайказан является скважина ТКЗ-1, где в интервалах 1455,3-1458,7 м, 1460,4-1466,8 м из отложений арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела получен приток нефти объемом 19,99 м³.

На месторождении Тайказан в разные годы пробурено 5 поисковых и разведочных скважин.

Общий пробуренный метраж составляет 10841 пог.м.

В восточной части западного блока в непосредственной близости к границе Контрактной территории в 1990 году была пробурена поисковая скважина Западный Аксай-1 фактической глубиной 2431 м вскрывшая отложения фундамента. Скважина ликвидирована как выполнившая свое геологическое назначение.

К востоку от этой скважины на расстоянии 650 м пробурена в 2013 году разведочная скважина ТКЗ-2 фактической глубиной 2260 м со вскрытием отложений карагансайской свиты средней юры. Скважина находится в консервации.

В 2013 году также пробурена разведочная скважина ТКЗ-1 в северной переклиальной части Южно-Аксайского выступа с фактической глубиной 2209 м со вскрытием отложений карагансайской свиты средней юры. Скважина находится в консервации.

В 2020 году пробурена разведочная скважина ТКЗ-13 в южной части Контрактной территории вблизи границы геологического отвода с фактической глубиной 1656 м вскрывшая отложения акшабулакской свиты верхней юры. Скважина находится в опробовании.

В 2020 году также пробурена разведочная скважина ТКЗ-14 в северо-западной части Контрактной территории с фактической глубиной 2285 м вскрывшая отложения карагансайской свиты средней юры.

Общие требования:

1. В проекте пробной эксплуатации (ППЭ) предусмотреть бурение опережающих добывающих скважин в запасах категории C_1 , а также предусмотреть бурение оценочных скважин по категории запасов C_2 .
2. Проектный документ должен содержать раздел по переработке (утилизации) сырого газа.
3. В ППЭ рассчитать технологические показатели разработки до 15.10.2022 года.
4. Окончательные результаты работы должны оформляться в виде отчета с необходимыми графическими и табличными приложениями, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и регламентирующих документов РК.

Исходные данные:

1. Отчет по «Оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Тайказан в Кызылординской области Республики Казахстан».
2. Данные бурения скважин.
3. Результаты геофизических исследований ГИС пробуренных скважин.
4. Фонд скважин.
5. Петрографические и петрофизические исследования образцов керна.
6. Результаты опробования продуктивных горизонтов.
7. Результаты исследований физико-химических свойств и состава флюидов.

Результаты работ:

1. Выполнение «Проекта пробной эксплуатации месторождения Тайказан»;
2. Выполнение «Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) к Проекту пробной эксплуатации месторождения Тайказан»;
3. Согласование проектов с Заказчиком;
4. Получение согласования проектов в контролирующих органах Республики Казахстан;
5. Получить заключение государственной экологической экспертизы на проект «Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) к Проекту пробной эксплуатации месторождения Тайказан»;
6. Обеспечить защиту проекта на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

Главный геолог
ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Смагулов Р.С.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	18
2. ГЕОЛОГО- ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1. Характеристика геологического строения	20
2.1.1. <i>Стратиграфическая характеристика разреза.</i>	20
2.1.2. <i>Тектоническое строение месторождения</i>	23
2.1.3. <i>Нефтеносность</i>	25
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	30
2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды	38
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	48
2.5 Запасы нефти и газа	50
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	54
3.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации.....	54
3.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации	54
3.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований.....	57
3.4. Характеристика фонда пробуренных скважин	60
3.5. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	60
3.6. Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	63
3.7. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин.....	64
3.8. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты	64
3.9. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	64
4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	65
5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	71
5.1. Цели и направление исследовательских работ	71
5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией	74
5.2.1. <i>Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды</i>	75
5.2.2. <i>Гидродинамические исследования</i>	76
5.2.3. <i>Геофизические исследования в колонне</i>	77
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	79
6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	79
6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	88
6.2.1. <i>Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями</i>	89
6.2.2. <i>Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин</i>	90
6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	91
6.4. Программа утилизации газа.....	96
6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	99

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН.....	100
7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	100
7.1.1. Требования к конструкциям скважин	100
7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин	101
7.1.3. Требования к производству буровых работ	102
7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	104
7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии	104
7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии	106
8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ.....	108
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	111
9.1. Охрана атмосферного воздуха.....	111
9.2. Охрана почвы	112
9.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения.....	113
9.4. Охрана недр	114
9.5. Мероприятия по охране флоры и фауны.....	116
9.6. Радиационная безопасность	116
9.7. Ликвидация аварийных ситуаций	119
10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ.....	121
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	122
11.1 Сроки проведения ликвидационных работ	122
11.2 Затраты на ликвидацию скважин	122
11.2.1 Затраты на ликвидационные работы	122
11.2.2 Рекультивация территории.....	123
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	125

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Протокол заседания научно-технического совета компании исполнителя.....	127
Приложение 2 Протокол совместного заседания научно-технического совета заказчика и исполнителя	130
Приложение 3 Заключение государственной экологической экспертизы	133

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов	29
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин горизонтов	33
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта	35
Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов	36
Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства поверхностных проб нефти	41
Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства газа, растворенного в нефти	44
Таблица 2.3.4 – Химический состав и физические свойства пластовых вод	47

Таблица 2.3.5 – Результаты анализов микрокомпонентов воды	47
Таблица 2.4.1. Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине ТКЗ-13	49
Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Тайказан	51
Таблица 3.2.1-Координаты угловых точек границ Геологического отвода	55
Таблица 3.2.2-Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации на месторождении Тайказан	55
Таблица 3.3.1-Результаты опробования скважин	59
Таблица 3.4.1-Техническое состояние и конструкция пробуренных скважин	60
Таблица 3.5.1-Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации месторождения Тайказан	62
Таблица 3.6.1-Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию	63
Таблица 4.1.1-Обоснование проектных дебитов скважин по нефти	67
Таблица 4.1.2-Показатели добычи нефти по скважинам	67
Таблица 4.1.3-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам	68
Таблица 4.1.4-Характеристика основного фонда скважин по объекту I (горизонт М-0-3)	68
Таблица 4.1.5-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I (горизонт М-0-3)	68
Таблица 4.1.6-Характеристика основного фонда скважин по объекту II (горизонт М-II)	69
Таблица 4.1.7-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II (горизонт М-II)	69
Таблица 4.1.8-Характеристика основного фонда скважин по объекту III (горизонт Ю-IV-4)	69
Таблица 4.1.9-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту III (горизонт Ю-IV-4)	69
Таблица 4.1.10-Характеристика основного фонда скважин по объекту IV (горизонт Ю-IV-5)	70
Таблица 4.1.11-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV (горизонт Ю-IV-5)	70
Таблица 4.1.12-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Тайказан	70
Таблица 4.1.13-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Тайказан	70
Таблица 5.1.1 - Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения	72
Таблица 5.1.2 - Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации	73
Таблица 5.2.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации	78
Таблица 6.1.1- Показатели эксплуатации скважин	80
Таблица 6.1.2- требуемая мощность для работы ПШНУ	82
Таблицы 6.4.1. Основные технические данные УН-02	96
Таблица 6.4.2. Количество и источники потребления сырого газа на период пробной эксплуатации	98

Таблица 6.4.3. Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации	98
Таблица 6.4.4. Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевых нагревателей в период пробной эксплуатации	98
Таблица 6.4.5. Баланс сырого газа месторождения Тайказан в период пробной эксплуатации с 01.01.2022 по 15.07.2023 гг.	99
Таблица 10.1. Капитальные вложения	121
Таблица 11.2.1. – Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	122
Таблица 11.2.2. – Используемые расходные материалы	123
Таблица 11.2.3 – Вспомогательная техника	123
Таблица 11.2.4. – Количество скважин и сумма обеспечения ликвидации	123
Таблица 11.2.5. – Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	124

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ.....	19
Рисунок 2.4.1. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б).	48
Рисунок 3.2.1-Границы Геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Тайказан.....	56
Рисунок 6.1.1 - Конструкция винтового насоса.....	83
Рисунок 6.3.1 - Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважине на период пробной эксплуатации месторождения Тайказан на период 01.01.2022 по 15.07.2023 гг.....	95

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложений	№ приложения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секретности
1	2	3	4	5	6
1.	Сводный геолого-литологический разрез	1	1	1:2 000	н/с
2.	Тектоническая схема	2	1	1:500 000	н/с
3.	Структурная карта по кровле K _{1пс2}	3	1	1:25 000	н/с
4.	Структурная карта по кровле K _{1пс1аг}	4	1	1:25 000	н/с
5.	Структурная карта по кровле J _{3ак}	5	1	1:25 000	н/с
6.	Структурная карта по кровле J _{3км}	6	1	1:25 000	н/с
7.	Структурная карта по кровле J _{2кг}	7	1	1:25 000	н/с
8.	Временные разрезы через скважину ТКЗ-13	8	1	гор. 1:25 000 верт. 1см:100мсек	н/с
9.	Временные разрезы через скважину ТКЗ-14	9	1	гор. 1:25 000 верт. 1см:100мсек	н/с
10.	Геологический разрез по линии I-I	10	1	гор. 1:10 000 верт. 1:2 000	н/с
11.	Геологический разрез по линии II-II	11	1	гор. 1:10 000 верт. 1:2 000	н/с
12.	Схема обоснования ВНК	12	1	1:500	н/с
13.	Продуктивный горизонт М-0-1 а) структурная карта по кровле коллекторов б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта общих эффективных толщин г) структурная карта по подошве коллекторов	13	1	1:25 000	н/с
14.	Продуктивный горизонт М-0-2 а) структурная карта по кровле коллекторов б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) структурная карта по подошве коллекторов	14	1	1:25 000	н/с
15.	Продуктивный горизонт М-0-3 а) структурная карта по кровле коллекторов б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1	1:25 000	н/с
16.	Продуктивный горизонт М-II а) структурная карта по кровле коллекторов б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) структурная карта по подошве коллекторов	16	1	1:25 000	н/с
17.	Продуктивный горизонт Ю-IV-4 а) структурная карта по кровле коллекторов б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:25 000	н/с

1	2	3	4	5	6
	в) структурная карта по подошве коллекторов				
18	Продуктивный горизонт Ю-IV-5 а) структурная карта по кровле коллекторов б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1	1:25 000	н/с
19	Карта проектных и пробуренных скважин	19	1	1:25 000	н/с

Всего графических приложений 19, на 19 листах.

РЕФЕРАТ

Настоящий проектный документ: «**Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан**» состоит из двух томов:

Том I. Текст проекта содержит 132 страницы, включая 45 таблиц и 5 рисунков.

Том II. Графические приложения, включает одну папку с 19 приложениями.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ-КОЛЛЕКТОР, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДЕПРЕССИЯ НА ПЛАСТ, ОПРОБОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ОБЪЕКТЫ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРОГНОЗНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

Настоящий проектный документ разработан в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодексом Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Едиными правилами по комплексному и рациональному использованию недр», «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

В работе приведены краткие сведения о геологической характеристике и количестве утвержденных ГКЗ Республики Казахстан оперативных запасов нефти и растворенного газа месторождения Тайказан. Приведен анализ результатов опробования, гидродинамических и геофизических исследований скважин в колонне и пластов.

На основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии 4-х основных объектов пробной эксплуатации, которыми являются:

- **I-й объект** пробной эксплуатации – горизонт М-0-3;
- **II-й объект** пробной эксплуатации – горизонт М-II;
- **III-й объект** пробной эксплуатации – горизонт Ю-IV-4;
- **IV-й объект** пробной эксплуатации – горизонт Ю-IV-5.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется ввести существующими поисково-разведочными скважинами ТКЗ-1, ТКЗ-2, ТКЗ-13 и ТКЗ-14, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17.

В работе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, утилизации сырого газа, рассмотрены вопросы требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, охрана недр и окружающей среды. Составлена программа исследования пластов и скважин на период пробной эксплуатации.

Отдельным документом составлен экологический проект.

Составил:

Сакауов Б.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан»** выполнен по договору № 03/07-21 от «28» июля 2021 г. и Дополнением № 1 к нему от «01» ноября 2021 г. между ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее – автор проектного документа), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании» (5), «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр» (6), «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (7).

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Тайказан, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично), Кызылординской области Республики Казахстан.

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра.

Контрактная территория изучена региональным и поисковым сейсмопрофилированием МОГТ-2Д, с расстоянием между профилями поперечного северо-восточного простирания 1 км и продольного северо-западного простирания 2,5-4,0 км.

В период 1988-1990 гг. в пределах Контрактной территории были проведены сейсмические работы для более детального изучения геологического строения района и для выявления антиклинальных и не антиклинальных ловушек. В 1990 г. на одной из антиклинальных ловушек была пробурена скважина Зап. Аксай-1, с глубиной вскрытия палеозойских отложений – 2431 м.

В 2004-2005 гг. на Контрактной территории проводились работы по обработке и анализу имеющейся геолого-геофизической информации, переинтерпретации сейсмических материалов МОГТ-2Д, выполненных за предыдущие годы.

Всего выполненный объем работ по интерпретации сейсмических материалов составил 277,5 погонных километров.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** (Протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В 2011 г. ТОО «Oil&Gas Consulting» разработан **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (2)**, который был утвержден Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ Республики Казахстан (Протокол № 240 от «24» октября 2011 г.). В рамках проектного документа рекомендовано проведение сейсмики МОГТ-3Д в объеме 300 квадратных километров, а также дополнительное бурение 4-х поисковых скважин.

На основании вышеназванного проектного документа, на месторождении Тайказан были пробурены поисковые скважины ТКЗ-1 и ТКЗ-2.

Наряду с поисково-разведочными работами, в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 312 квадратных километра полнократной съемки, по результатам обработки и интерпретации материалов которых было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по отражающим горизонтам: ОГ-IV, ОГ-III, ОГ-III', ОГ-II^{ар} и ОГ-K_{1nc2}.

Первооткрывательницей месторождения Тайказан является поисковая скважина ТКЗ-1, в которой при опробовании следующих интервалов 1455,3-1458,7 м и 1460,4-1466,8 м, приуроченных к арыкумскому горизонту нижненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений, был получен приток нефти объемом около 20,0 куб.м.

Дополнением № 3 (государственный регистрационный номер 3974-УВС от «09» декабря 2015 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2015 г.

Дополнением № 4 к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2018 г.

Согласно **Дополнения № 5** (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., **период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.**

На основании продления периода разведки, в 2018 г. разработан **«Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в**

Кызылординской области Республики Казахстан» (3), который был согласован ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.).

Согласно вышеназванному проектному документу, было подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

Далее, на основании проектного документа на месторождении пробурены разведочные скважины ТКЗ-13 и ТКЗ-14.

По материалам 5-ти пробуренных на месторождении поисково-разведочных скважин, в 2021 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» по заданию недропользователя был составлен отчет «**Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождении Тайказан Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 15.02.2021 г.)**» (4), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2336-21-П от «22» июля 2021 г.).

Государственным балансом запасов полезных ископаемых Республики Казахстан в оперативном порядке приняты на баланс запасы нефти и растворенного газа в следующих количествах и по категориям:

Нефть:

- категория С₁ – геологические 4 341 тыс.т, в том числе извлекаемые – 868 тыс.т;
- категория С₂ – геологические 2 301 тыс.т., в том числе извлекаемые – 460 тыс.т.

Растворенный газ:

- категория С₁ – геологические 229 млн.м³, в том числе извлекаемые 45 млн.м³;
- категория С₂ – геологические 87 млн.м³, в том числе извлекаемые 23 млн.м³.

Утвержденный отчет по оперативной оценке запасов нефти растворенного газа (4), явился основанием для разработки настоящего проектного документа – **«Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)».**

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи пробной эксплуатации – ввод в пробную эксплуатацию существующих скважин ТКЗ-13 (на I-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-1 (на II-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-14 (на III-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-2 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также ввод из бурения проектной опережающей добывающей скважины

ТКЗ-17 (на II-й объект пробной эксплуатации); изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Тайказан планируется провести в период с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг., согласно решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., согласно которого период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г.

Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии 4-х основных объектов пробной эксплуатации, которыми являются:

- I-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-3;
- II-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-II;
- III-й объект пробной эксплуатации – горизонт Ю-IV-4;
- IV-й объект пробной эксплуатации – горизонт Ю-IV-5.

Авторы: Бигараев А.Б., Абдуллаев И.Ш., Мартынов В.В., Сакауов Б.К. и др.

Проектная организация: ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, ул. Гоголя, дом 86, офис 708, 050000, Республика Казахстан. Государственная лицензия № 20010247 от «16» июля 2020 г. «Проектирование горных производств» и 02211Р от «13» августа 2020 г. «Выполнение работ и услуг в области охраны окружающей среды».

Недропользователь: ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», г. Кызылорда, пос. Тасбугет, ул. Мустафа Шокая, 9. Недропользователь осуществляет работы согласно Дополнения № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично), период которого действует до «15» октября 2022 г. Контрактная территория расположена в пределах Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Тайказан в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически оно расположено в юго-западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскупского прогиба (Рис.1.1.).

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

Выход на экспортный маршрут (в КНР) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15°C (до -40°C), летом $+27^{\circ}\text{C}$ (до $+43^{\circ}\text{C}$).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен.

Абсолютные отметки поверхности варьируют от 160 м до 180 м.

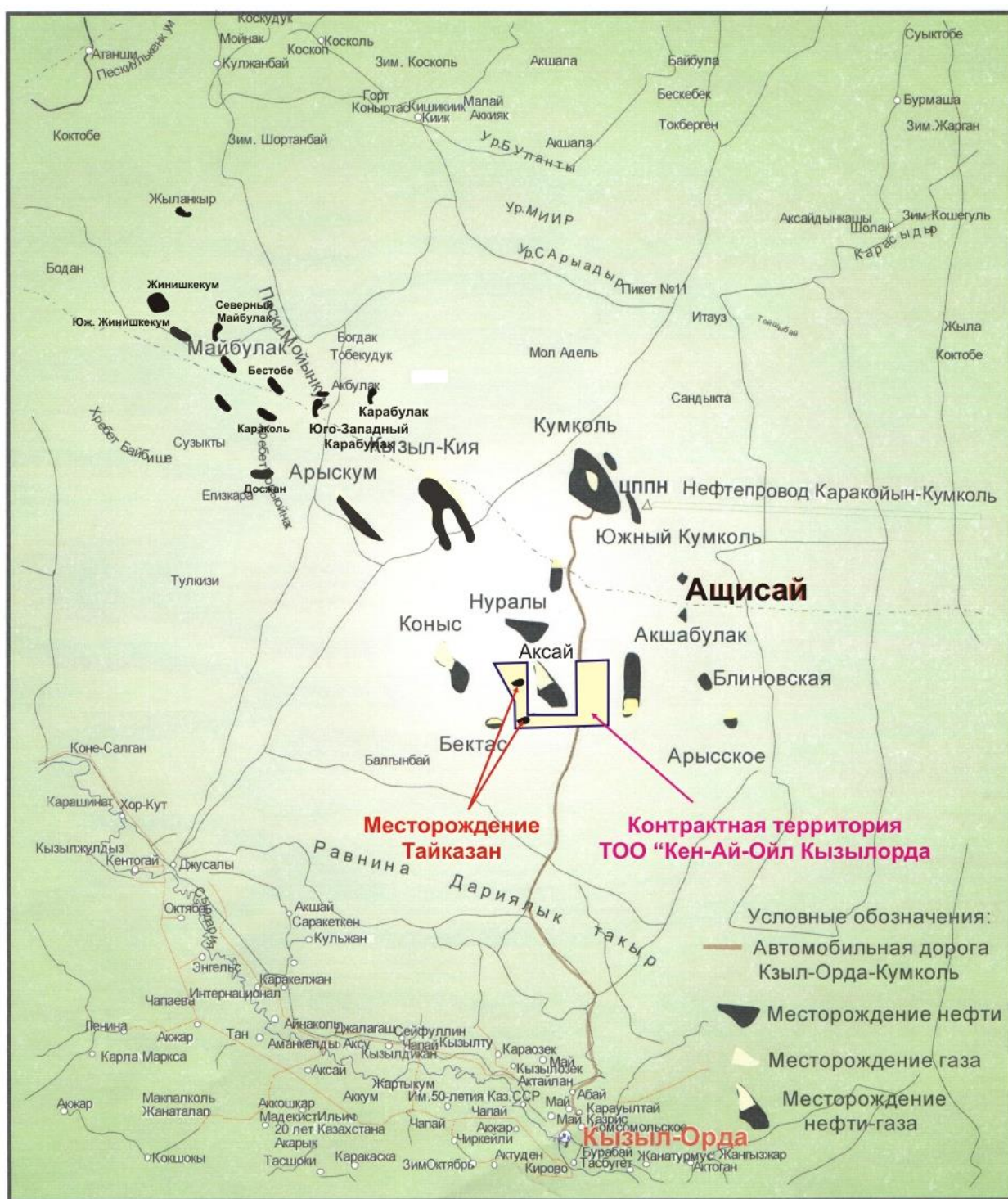


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ

2. ГЕОЛОГО- ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Тайказан расположено в юго-западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскупского прогиба. Месторождение входит в район группы месторождений Кызылкия, Западный Нуралы, Нуралы, Аксай, Южный Аксай, Карабулак и др., поэтому его геолого-структурное строение идентично строениям этих месторождений. В геологическом строении всего Арыскупского прогиба и месторождения Тайказан участвуют отложения палеозоя, юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичных систем.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана для Южно-Торгайского бассейна по пробуренным параметрическим скважинам с учетом ранее проведенных геологосъемочных и обобщающих тематических работ Института геологии и Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедиции в 1980-х г. Подробное описание геолого-структурного строения Арыскупского прогиба приведено в многочисленных отчетах по месторождениям, тематических отчетах и монографиях.

2.1. Характеристика геологического строения

2.1.1. Стратиграфическая характеристика разреза.

Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения (PR-PZ)

К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и осадочные терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами; метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы в кровельной части часто выветрелые и представлены корой выветривания, к которой нередко приурочен продуктивный горизонт PZ.

По материалам ГИС скважиной Западный Аксай-1 вскрыты известняки, глинистые известняки, мергели с прослоями маломощных аргиллитов и алевролитов, предположительно живет-франского, фаменского ярусов средне–верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. На домезозойской поверхности эти породы местами выветрелые.

Вскрытая мощность разреза фундамента в пробуренной скважине Западный Аксай-1 - 87м.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система (J)

На месторождении Тайказан юрская система представлена отложениями всех отделов.

Нерасчлененный нижний–средний отдел (J_{1-2})

Дошанская свита ($J_{1-2}ds$) – сложена переслаиванием песчаников, реже конгломератов, темно-серых (до черных) аргиллитов, глинистых алевролитов и тонкозернистых серых глинистых песчаников.

Отложения дошанской свиты полной мощностью вскрыты только в одной скважине Западный Аксай-1, где мощность равна 171 м.

Средний отдел (J_2)

Карагансайская свита (J_2kr) – сложена черными аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников.

Отложения карагансайской свиты вскрыты в 4-х скважинах толщинами от 252 (ТКЗ-1 и ТКЗ-14) до 346 м (ЗА-1). Песчаным прослоям карагансайской свиты приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-1, Ю-IV-2, Ю-IV-3, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Верхний отдел (J_3)

Кумкольская свита (J_3km) представлена песчаниками с прослоями темно-серых глин и алевролитов. В средней части разреза преобладают глины и алевролиты, а в нижней и верхней частях количество песчаников увеличивается.

Отложения свиты вскрыты в 4-мя скважинами, толщинами от 165 м (ТКЗ-14) до 299 м (ТКЗ-1).

Акшабулакская свита (J_3ak) – залегает согласно на кумкольской. Разрез толщи сложен пестроцветными аргиллитоподобными глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Отложения акшабулакской свиты вскрыты всеми скважинами. Толщина свиты меняется от 121(ТКЗ-2) до 153 м (ТКЗ-14).

Меловая система (K)

Меловые отложения залегают на отложениях юры с угловым несогласием и представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (K_1).

Неокомский надъярус (K_{1nc})

Нижний неоком (K_{1nc1}). В разрезе нижнего неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1}) расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (K_{1nc1ar}) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. На Кумкольском и других месторождениях горизонт делится на три пачки: нижней, средней и верхней. В пределах

месторождения Тайказан верхняя и средняя пачки выпадает (выклинивается) из разреза и представлен маломощной толщей.

Отложения арыскупского горизонта на месторождении вскрыта всеми скважинами и представлена песчаниками, мелко- и среднезернистыми слабосцементированными с прослоями алевролитов и аргиллитов. Цемент глинистый, местами глинисто-карбонатный.

Толщины арыскупского горизонта равны от 35 до 43 м.

На месторождении Тайказан продуктивным горизонтом является М-II, приуроченный к арыскупскому горизонту.

Верхняя часть нижедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскупского горизонта, толщина ее от 102 до 138 м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2}) в нижней и средней частях представлена пере-
слаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимуще-
ственно глинами. Толщины от 203 до 263 м. К красноцветным песчаным отложениям при-
урочен продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2 и М-0-3.

Апт – альбский ярус ($K_1 a-al$)

Карачетауская свита ($K_{1a-al1-2}$)

Отложения карачетауской свиты представлены в нижней части серо-цветными сла-
босцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами.
Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина
свиты колеблется от 303 до 450м.

Нерасчлененные нижний и верхний отделы меловой системы (K_{1-2})

Альб – сеноманский ярус ($K_{1-2al3-s}$)

Кызылкиинская свита ($K_{1-2al3-s}$)

Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской
свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями пес-
ков и песчаников. Толщина свиты изменяется от 150 до 208 м.

Верхний отдел (K_2)

Туронский ярус (K_{2t1})

Балапанская свита (K_{2t1}). Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она
залегает трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и
глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков рас-
тений и зерен глауконита. Толщина 280-330м.

Нерасчлененный турон–сенон (K₂t₂-sn)

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах кызылкиинской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и серых глин. Толщина от 200 до 230 м.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями неоген-палеоген-четвертичной систем.

Нерасчлененные неоген – неоген-палеоген-четвертичные отложения (N–P–Q)

К неоген-палеоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина отложений от 15 до 56 м.

2.1.2. Тектоническое строение месторождения

Структурный план Контрактной территории представлен тремя основными элементами:

- восточным бортом Арыкумской грабен-синклинали (западный блок Контрактной территории);
- Акшабулакской грабен-синклинали (восточный блок Контрактной территории);
- северной периклинальной частью Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали.

Структура Тайказан находится в северной переклинальной части Южно-Аксайского выступа и восточного блока Контрактной территории, в пределах Арыкумской грабен-синклинали.

В геологическом строении Контрактной территории участвуют породы двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют отложения протерозой-палеозоя, которые вскрыты скважиной Западный Аксай 1. Собственно платформенный комплекс включает отложения юрского и мелового возрастов, локализованных в грабенах.

По данным интерпретации результатов сейсморазведки 3D за 2012-2013 гг. и с использованием материалов ГИС по пробуренным скважинам, в пределах выявленных залежей на структуре Тайказан, по Контрактной территории построены структурные карты по пяти целевым отражающим горизонтам: ОГ-IV (кровля карагансайской свиты средней юры), ОГ-III (кровля кумкольской свиты верхней юры), ОГ-III' (кровля акшабулакской

свиты верхней юры), ОГ-II^{ar} (кровля арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела) и K₁nc₂ (кровля верхне-неокомских отложений нижнего мела).

По кровле J₂kr структура Тайказан представляет собой поднятие, простирающееся с юго-востока на северо-запад (занимающее территорию северной переклиальной части Южно-Аксайского выступа и западный блок Контрактной территории). Поднятие осложнено серией мелких тектонических нарушений, а также многочисленными небольшими куполами. В северо-восточном направлении поднятие погружается с отметки -1730 м до -2000 м. В южной части Контрактной территории имеется участок, простирающийся с юга на северо-запад, относящийся к Каратаускому разлому. В районе скважин Западный Аксай-1 и ТКЗ-2 восточной части северного блока закартирована ловушка, ограниченная с запада изогипсой -1850 м, а с северо-востока и юга тектоническими нарушениями F1, F2, F3. Размеры ловушки составляют 2,25 x 2,0 км, амплитудой около 34 м. В районе скважины ТКЗ-14 восточной части северного блока Контрактной территории закартирована ловушка, ограниченная с запада малоамплитудными тектоническими нарушениями, а с северо-востока и юга изогипсой -1840 м. Размеры ловушки составляют 0,75 x 0,5 км, амплитудой около 10 м.

Структурные карты по отложениям кумкольской и акшабулакской свит верхней юры унаследовано повторяют план отложений J₂kr. На этих структурных картах месторождение представляет собой моноклиальное поднятие, погружающееся в северо-восточном направлении с отметок -1420 м до -1650 м и -1310 м до -1490 м, соответственно. В западном направлении отложения верхней юры выклиниваются на поверхность ГКР. На структурной карте по J₂km в районе скважины ТКЗ-1 картируется полуантиклинальная ловушка, примыкающая к ГКР с запада и ограниченная с северо-востока тектоническим нарушением, размерами 0,80x0,50 км, амплитудой около 30 м.

Структурные карты по кровле отложений K₁nc₁ar и K₁nc₂ унаследовано повторяют строение структуры по кровле J₂ak. Поднятия простираются с юга на северо-запад, северо-восточные борта полого погружаются в северном направлении с отметок -1240 м до -1500 м и с -930 м до -1190 м, соответственно. Поднятия осложнены тектоническими разломами и небольшими сводами. В южной и юго-западной частях поднятий картируются выступы поверхности ГКР, к которым выклиниваются отложения арыкумского и верхне-неокомского горизонтов. На структурной карте по арыкумскому горизонту закартированы три ловушки: 1-я - в центральной части поднятия в районе скважин Западный Аксай-1 и ТКЗ-2, ограниченная с северо-востока и юга тектоническими нарушениями F1, F2, F3, а с запада изогипсой -1470 м размерами 1,75x1,50 км, амплитудой 25 м; 2-я - в районе скважины ТКЗ-1 полусводовая ловушка, ограниченная с запада ГКР, а с севера и востока замыкается изогипсой -1280 м, размерами 1,0x0,5 км, амплитудой около 35 м; 3-я - в районе скважины ТКЗ-

13 ловушка ограничена с запада ГКР, с юга тектоническим нарушением F6, и с севера изогипсой -1330 м, размерами 0,80х0,50 км, амплитудой около 25 м. На поднятии по структурной карте отложениям K_{1nc2} в южной части Контрактной территории в переклиальной части Южно-Аксайского выступа в районе скважины ТКЗ-13 закартирована пластовая ловушка, примыкающая к ГКР, ограниченная с запада и востока тектоническими нарушениями и замыкающей изогипсой -1050 м, размерами 1,70х1,30 км, амплитудой 70 м.

2.1.3. Нефтеносность

Месторождение Тайказан расположено в Арысском прогибе, который является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях мезозойской группы от нижнего отдела юры до верхнего отдела меловой системы.

По стратиграфической приуроченности, выявленные залежи нефти и газа в Арысском прогибе связаны с отложениями палеозоя, юры и нижнего мела.

Геологоразведочные работы, проведенные в значительных объемах, показали высокую перспективность бортовых частей Нижнесырдарьинского, Аксайского и Мынбулакского поднятий, связанных с террасами первой ступени.

Используя новые геологические концепции и применяя эффективные методики поиска и разведки, в Южно-Торгайском бассейне возможно открытие десятка от мелких до средних локальных месторождений с суммарными прогнозными запасами нефти 300 млн. тонн по величине равным запасам одного крупнейшего месторождения.

На месторождении Тайказан по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхне-неокомских отложениях нижнего мела и карагансайской свите средней юры установлены 11 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-II, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Между «Оперативным подсчетом запасов...» и настоящим проектным документом, по состоянию на 01.11.2021 г., недропользователь закончил бурение дополнительной оценочной скважины, пробуренной согласно «Проекта разведочных работ». Но так как в настоящее время исследования по данной скважине не проводились, и пока нет никаких результатов, то в данном проекте она не приводится.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены чередованием мелко- и среднезернистых слабосцементированных серых песчаников с коричневато-серыми, зеленоватосерыми, серыми, глинистыми алевролитами слабосцементированным.

Границами залежей служат положения условных водонефтяных контактов, проведенных по подошве нефтенасыщенных пластов по данным ГИС и линии литолого-фациального замещения коллекторов.

На структуре Тайказан продуктивными являются верхненеокомские, нижненеокомские отложения нижнего мела и карагансайские свиты средней юры.

Продуктивный горизонт М-0-1. Выделена одна нефтяная залежь. Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважине ТКЗ-13, залежь выделена по ГИС, запасы отнесены к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,20 и 0,57. Площадь продуктивности категории С₂ 2365 тыс. м².

УВНК принят по предельно замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1050 м.

Продуктивный горизонт М-0-2. Выделена одна нефтяная залежь. Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважине ТКЗ-13, залежь выделена по ГИС, запасы отнесены к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,25 и 0,44. Площадь продуктивности категории С₂ 2363 тыс. м².

УВНК принят по предельно замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1080 м.

Продуктивный горизонт М-0-3. Выделена одна нефтяная залежь. Продуктивность залежи доказана опробованием скважины ТКЗ-13. В скважине ТКЗ-13 опробованы два объекта в интервалах 1217,7-1223,9 м (IV об.) и 1226-1229,8 м (III об.), где получены притоки нефти объемами 35,84 и 25,22 м³, соответственно. Дебиты нефти составляют 9,53 и 15,316 м³/сут (расчетным путем), соответственно. Объекты нефтеносные.

Результаты опробования позволили оценить район скважины ТКЗ-13 по категории С₁. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,21 и 0,45. Площадь продуктивности категории С₁ 412 тыс. м².

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ТКЗ-13 на абсолютной отметке -1062,9 м.

Продуктивный горизонт М-II. Выделено три нефтяные залежи в районе скважин ТКЗ-1, ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

Залежь в районе скважины ТКЗ-1 южного блока опробована одним объектом в интервалах 1455,3-1458,7; 1460,4-1466,8 м, где получен приток нефти объемом 19,99 м³. Дебит нефти составляет 9,995 (расчетным путем). Объект нефтеносный.

Результаты опробования позволили оценить район скважины ТКЗ-1 по категории С₁, остальная часть отнесена к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,20 и 0,71. Площадь продуктивности категории С₁+С₂ 1819 тыс. м².

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ТКЗ-1 на абсолютной отметке -1303,9 м.

Залежь в районе скважины ТКЗ-2 северного блока опробована одним объектом в интервале 1638-1643,8 м, где получен приток нефти объемом 26,439 м³. Результаты опробования позволили оценить район скважины ТКЗ-2 по категории С₁. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,21 и 0,50. Дебит нефти составляет 8,813 м³/сут (расчетным путем). Объект нефтеносный. Площадь продуктивности категории С₂ 2123 тыс. м².

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ТКЗ-2 на абсолютной отметке -1488,1 м.

Залежь в районе скважины ТКЗ-14 северного блока выявлен по результатам интерпретации ГИС. Запасы отнесены к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,20 и 0,57. Площадь продуктивности категории С₂ 784 тыс. м².

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ТКЗ-14 на абсолютной отметке -1503,5 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-3 Выделена одна нефтяная залежь. Продуктивность залежи испытана одним объектом в скважине ТКЗ-14. При освоении интервала 2144,3-2147,3 м (IV об.) притока получено не было, объект сухой.

Продуктивный горизонт Ю-IV-4. Выделено две нефтяные залежи в районе скважины ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

В районе скважины ТКЗ-2 северного блока выявлен по результатам интерпретации ГИС. Запасы отнесены к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,19 и 0,66. Площадь продуктивности категории С₂ 644 тыс. м².

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ТКЗ-2 на абсолютной отметке -2021,3 м. В скважине Зап. Аксай-1 коллектора отсутствуют.

Залежь в районе скважины ТКЗ-14 северного блока опробована одним объектом в интервалах 2176,3-2179,8; 2180,9-2182,5; 2197,8-2199,1 м (III об.) свабированием был получен приток нефти объемом 5,31 м³, расчетный дебит составил 2.75 м³/сут. Объект нефтеносный.

Из-за незначительного притока (непромышленного) нефти запасы отнесены к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,20 и 0,52. Площадь продуктивности категории С₂ 144 тыс. м².

УВНК принят по предельно замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -2020 м.

Продуктивный горизонт Ю-IV-5. Выделено три нефтяные залежи в районе скважин ТКЗ-1, ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

Залежь в районе скважины ТКЗ-1 южного блока выявлена по результатам интерпретации ГИС. Запасы отнесены к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,16 и 0,56. Площадь продуктивности категории С₂ 631 тыс. м².

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ТКЗ-1 на абсолютной отметке -1962,9 м.

Залежь в районе скважины ТКЗ-2 северного блока опробована одним объектом в интервале 2205-2219,2 м (I об.), методом свабирования получено нефти объемом 10,98 м³. Фонтанным методом на 6 мм штуцере 12,87 м³ и на 8 мм штуцере 25,04 м³ нефти. Объект нефтеносный. Результаты опробования позволили оценить район скважины ТКЗ-2 по категории С₁. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,21 и 0,68. Площадь продуктивности категории С₁ 1133 тыс. м².

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ТКЗ-2 на абсолютной отметке -2050,2 м. В скважинах Зап. Аксай-1 коллектора отсутствуют.

Залежь в районе скважины ТКЗ-14 северного блока выявлен по результатам интерпретации ГИС. Запасы отнесены к категории С₂. Средневзвешенные коэффициенты пористости и нефтенасыщенности – 0,20 и 0,55. Площадь продуктивности категории С₂ 188 тыс. м².

УВНК принят по предельно замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -2040 м.

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	М-0-1	М-0-2	М-0-3	М-II			Ю-IV-4		Ю-IV-5		
	ТК3-13	ТК3-13	ТК3-13	ТК3-1	ТК3-2	ТК3-14	ТК3-2	ТК3-14	ТК3-1	ТК3-2	ТК3-14
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Средняя глубина залегания, м	-	-	1229,1	1461,7	1652,4	-	-	-	-	-	-
УВНК, м	-1050	-1080		-1303,9		-1503,5	-2021,3	-2020,0	-1962,9	-2050,2	-2040
ВНК, м			-1062,9		-1488,1						
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	2365	2363	412	1819	2123	784	644	144	631	1133	188
Средняя общая толщина коллектора, м	0,9	1,7	1,4	1,1	3,1	2,0	4,7	0,8	1,3	10,8	0,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	0,9	1,7	1,4	1,1	3,1	2,0	4,7	0,8	1,3	10,8	0,8
Пористость, доли ед.	0,20	0,25	0,21	0,20	0,21	0,20	0,19	0,20	0,16	0,21	0,20
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,57	0,44	0,45	0,71	0,50	0,57	0,66	0,52	0,56	0,68	0,55
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	-	-	403	-	-	-	-	-	-	-	-
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,189	0,447	0,362	0,609	0,884	0,584	0,710	0,286	0,931	0,195	0,095
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4	2	6	6	7	3	2	2	2	2	2
Пластовая температура, °С	33,7	33,7	33,7	-			91		91		
Пластовое давление, МПа	8,0	8,0	8,0	-			-		-		
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	-	-	-	-			0,405		0,405		
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см ³	-	-	-	-			-		-		
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	-	-	0,828	-			-		-		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	-	-	1,02			1,725		1,725		
Содержание в нефти серы, %	-	-	0,22	0,43			0,15		-		
Содержание в нефти парафина, %	6,8	6,8	6,8	18,5			7,49		7,49		
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,29	5,29	5,29	-			17,73		17,73		
Газосодержание нефти, м ³ /т	18,4*	18,4*	18,4*	12,4			271,1		271,1		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	-	-			-		-		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	-	-	-			-		-		
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	-	-	-	-			-		-		

2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

На месторождении Тайказан по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхне-еокомских отложениях нижнего мела и карагансайской свите средней юры установлены 11 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-II, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены чередованием мелко- и средне-зернистых слабосцементированных серых песчаников с коричневато-серыми, зеленоватосерыми, серыми, глинистыми алевролитами слабосцементированным.

Границами залежей служат положения условных водонефтяных контактов, проведенных по подошве нефтенасыщенных пластов по данным ГИС и линии литолого-фациального замещения коллекторов.

Литолого-петрографическая характеристика пород продуктивной толщи базируется на макроскопическом описании керна, шлама и петрографическом изучении шлифов.

Продуктивные горизонты месторождения Тайказан представлены коллекторами гранулярного типа.

Керн отбирался в скважинах № ТКЗ-2, ТКЗ-13 и ТКЗ-14. Всего по месторождению с отбором керна пройдено 32.5 м, общий линейный вынос керна составил 32.23 м или 96% от проходки. Привязка керна к кривым ГИС выполнена согласно стратиграфическому расчленению разреза. Всего по месторождению отобрано 30 образцов керна (скв. ТКЗ-13). По нижнемеловым отложениям проанализировано 30 образцов, образцы отобраны по продуктивному горизонту М-0-3.

Фильтрационно-емкостные свойства изучены на 22 образцах, отобранных из скважины ТКЗ-13. Литологически горизонт представлен средне-мелкозернистыми алевролитистыми песчаниками и песчано-глинистыми алевролитами.

Пористость образцов изменяется от 14.34 % до 30.66 %, в среднем составила 24.9% Газопроницаемость образцов варьируется от 1.87 до 2245.8 мД, в среднем составила 521.5 мД.

Для выделения коллекторов и оценки их эффективной толщины использован весь комплекс геолого-геофизических исследований. При этом в основу положены критерии, установленные в процессе обобщения геофизических данных, сопоставление с керном и результатами опробования.

Выделение коллекторов проводилось по характерным для терригенного типа пород качественным признакам с привлечением количественного критерия - граничного значения

пористости.

Для меловых горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-3 и М-II граничное значение пористости принято 13.9%, для юрских горизонтов граничное значение пористости принято равным 15.8%.

Граничное значение глинистости для меловых горизонтов принято равным 40%, для юрских горизонтов -37.5%.

Общие, эффективные, водонасыщенные и нефтенасыщенные толщины продуктивных горизонтов определены по результатам комплекса геофизических исследований. При этом в основу положены критерии, установленные в процессе обобщения геофизических данных, сопоставление с керном и результатами опробования.

В таблице 2.2.1 по залежам приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения.

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов коллекторов, являются коэффициенты распространения, песчанистости и расчлененности. В таблице 2.2.2 приведены показатели неоднородности пластов, с которыми связаны залежи.

Ниже приводится характеристика толщин и фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Продуктивный горизонт М-0-1. Выделена одна нефтяная залежь скважиной ТКЗ-13.

Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважине ТКЗ-13, залежь выделена по ГИС.

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 7.3 до 19.3 м и в среднем составляет 13.7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 3.4 до 15.4 и в среднем составляет 9.1 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 4, коэффициент песчанистости – 0.19.

Продуктивный горизонт М-0-2. Выделена одна нефтяная залежь скважиной ТКЗ-13.

Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважине ТКЗ-13, залежь выделена по ГИС.

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 7.6 до 18.6 м и в среднем составляет 14.4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 3.4 до 12.4 и в среднем составляет 8.7 м.

В горизонте выделяется от 2 до 5 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 0.45.

Продуктивный горизонт М-0-3. Выделена одна нефтяная залежь скважиной ТКЗ-13.

Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважине ТКЗ-13.

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 12.8 до 25.5 м и в среднем составляет 19 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 5.4 до 12.8 и в среднем составляет 8.6 м.

В горизонте выделяется от 1 до 2 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 4, коэффициент песчанистости – 0.19.

Продуктивный горизонт М-II. Выделено три нефтяные залежи в районе скважин ТКЗ-1, ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах ТКЗ-1, ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 3.4 до 24.2 м и в среднем составляет 11.4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1.9 до 21.4 и в среднем составляет 8.5 м.

В горизонте выделяется от 2 до 7 пластов-коллекторов.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-1 равен 1, коэффициент расчлененности равен 6, коэффициент песчанистости – 0.61.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-2 равен 1, коэффициент расчлененности равен 7, коэффициент песчанистости – 0.88.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-14 равен 1, коэффициент расчлененности равен 3, коэффициент песчанистости – 0.58.

Продуктивный горизонт Ю-IV-4. Выделено две нефтяные залежи в районе скважин ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 5.6 до 13.1 м и в среднем составляет 9.4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1.6 до 9.3 и в среднем составляет 5.4 м.

В горизонте выделяется 2 пласта-коллектора.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-2 равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 0.71.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-14 равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 0.29.

Продуктивный горизонт Ю-IV-5. Выделено три нефтяные залежи в районе скважин ТКЗ-1, ТКЗ-2 и ТКЗ-14.

Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах ТКЗ-1, ТКЗ-2 и ТКЗ-14. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 8.2 до 26.2 м и в среднем составляет 19.2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1.6 до 21.5 и в среднем составляет 8.5 м.

В горизонте выделяется 2 пласта-коллектора.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-1 равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 0.93.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-2 равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 0.2.

Коэффициент распространения залежи по скважине ТКЗ-14 равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 0.1.

Все данные по характеристике толщин горизонтов внесены в таблицу 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин горизонтов

Таблица 2.2.1. Характеристики Голландского Горизонта			
№№	Толщина	Наименование	По горизонту (объекту)
1	2	3	4
Горизонт М-0-1			
1	Общая	Средняя, м	13.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.143
		Интервал изменения, м	7.3-19.3
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3.4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.0
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	9.1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.224
		Интервал изменения, м	3.4-15.4
Горизонт М-0-2			
1	Общая	Средняя, м	14.4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.093
		Интервал изменения, м	7.6-18.6
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3.4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.0
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	8.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.199
		Интервал изменения, м	3.4-12.4

Продолжение таблицы 2.2.1.

1	2	3	4
Горизонт М-0-3			
1	Общая	Средняя, м	19.0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.073
		Интервал изменения, м	12.8-25.5
1	2	3	4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	4.0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.0
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	8.6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.098
		Интервал изменения, м	5.4-12.8
Горизонт М-II			
1	Общая	Средняя, м	11.4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.373
		Интервал изменения, м	3.4-24.2
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	11.3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.395
		Интервал изменения, м	5.9-21.4
3	Эффективная	Средняя, м	8.5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.619
		Интервал изменения, м	1.9-21.4
Горизонт Ю-IV-1			
1	Общая	Средняя, м	19.8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.343
		Интервал изменения, м	3.4-28.4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	-
		Коэффициент вариации, доли ед.	-
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	10.0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.270
		Интервал изменения, м	3.4-16.1
Горизонт Ю-IV-2			
1	Общая	Средняя, м	11.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.172
		Интервал изменения, м	5.0-16.3
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	-
		Коэффициент вариации, доли ед.	-
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	5.3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.423
		Интервал изменения, м	2.6-10.1
Горизонт Ю-IV-3			
1	Общая	Средняя, м	9.3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.371
		Интервал изменения, м	1.3-13.5
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	-
		Коэффициент вариации, доли ед.	-
		Интервал изменения, м	-

Продолжение таблицы 2.2.1.

1	2	3	4
3	Эффективная	Средняя, м	5.5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.477
		Интервал изменения, м	1.3-10.5
Горизонт Ю-IV-4			
1	Общая	Средняя, м	9.4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.161
		Интервал изменения, м	5.6-13.1
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	5.5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.499
		Интервал изменения, м	1.6-9.3
3	Эффективная	Средняя, м	5.5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.499
		Интервал изменения, м	1.6-9.3
Горизонт Ю-IV-5			
1	Общая	Средняя, м	19.2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0.168
		Интервал изменения, м	8.2-26.2
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	8.5
		Коэффициент вариации, доли ед.	1.156
		Интервал изменения, м	1.6-21.5
3	Эффективная	Средняя, м	8.5
		Коэффициент вариации, доли ед.	1.156
		Интервал изменения, м	1.6-21.5

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-1					
5	0.734	0.166	2.2	0.198	1
Горизонт М-0-2					
4	0.603	0.135	3.25	0.112	1
Горизонт М-0-3					
4	0.506	0.319	4.0	0.281	1
Горизонт М-II					
5	0.690	0.037	4.20	0.213	1
Горизонт Ю-IV-1					
3	0.549	0.161	4.33	0.438	1
Горизонт Ю-IV-2					
3	0.504	0.242	3.0	0.074	1
Горизонт Ю-IV-3					
3	0.711	0.141	2.67	0.219	1
Горизонт Ю-IV-4					
2	0.498	0.182	2.0	0	1
Горизонт Ю-IV-5					
3	0.407	0.837	2.0	0	1

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщен- ность, д.ед.
1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1				
Лабораторные исследо- вания кернa	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.		5	5
	Кол-во определений, шт.		11	4
	Среднее значение		0,22	0,55
	Коэффициент вариации		0,014	0,049
	Интервал изменения		0,18-0,27	0,44-0,75
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-2				
Лабораторные исследо- вания кернa	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.		4	4
	Кол-во определений, шт.		13	2
	Среднее значение		0,20	0,43
	Коэффициент вариации		0,040	0,004
	Интервал изменения		0,14-0,26	0,40-0,45
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-3				
Лабораторные исследо- вания кернa	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	29	30	
	Среднее значение	403	0,22	
	Коэффициент вариации	0,776	0,077	
	Интервал изменения	1,2-2245	0,10-0,31	
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.		4	4
	Кол-во определений, шт.		16	4
	Среднее значение		0,21	0,45
	Коэффициент вариации		0,022	0,007
	Интервал изменения		0,15-0,26	0,40-0,50
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
Горизонт М-II				
Лабораторные исследо- вания керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.		5	5
	Кол-во определений, шт.		21	1
	Среднее значение		0,18	0,59
	Коэффициент вариации		0,064	0,034
	Интервал изменения		0,12-0,32	0,40-0,76
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт Ю-IV-1				
Лабораторные исследо- вания керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.		3	3
	Кол-во определений, шт.		13	-
	Среднее значение		0,22	-
	Коэффициент вариации		0,039	-
	Интервал изменения		0,13-0,31	-
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт Ю-IV-2				
Лабораторные исследо- вания керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		3	3
	Кол-во определений, шт.		9	-
	Среднее значение		0,18	-
	Коэффициент вариации		0,024	-
	Интервал изменения		0,14-0,22	-
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт Ю-IV-3				
Лабораторные исследо- вания керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.		3	3
	Кол-во определений, шт.		8	-
	Среднее значение		0,16	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
	Коэффициент вариации		0,023	-
	Интервал изменения		0,13-0,20	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт Ю-IV-4				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		2	2
	Кол-во определений, шт.		4	4
	Среднее значение		0,19	0,59
	Коэффициент вариации		0,010	0,015
	Интервал изменения		0,17-0,22	0,51-0,68
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт Ю-IV-5				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		3	3
	Кол-во определений, шт.		6	6
	Среднее значение		0,18	0,55
	Коэффициент вариации		0,021	0,016
	Интервал изменения		0,15-0,22	0,48-0,69
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			

2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

В период разведки месторождения отбирались пробы флюидов в поверхностных и пластовых условиях.

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб нефти и анализ растворенного газа проводились в физико-химической лаборатории ТОО «Мунайгаз-геолсервис».

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти верхненеокомских отложений охарактеризованы пробами нефти с устья скважин и изучены по результатам лабораторных исследований.

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях были определены основные свойства:

- физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость от 20 до 50°C, молекулярная масса;
- фракционный состав.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85, молекулярная масса (криоскопический метод), фракционный состав ГОСТ 2177-99, хлористых солей ГОСТ 21534-76, серы ГОСТ 1437-75, механических примесей ГОСТ 6370-83, силикагелевых смол ГОСТ 11858-66, асфальтенов ГОСТ 11858-66, парафинов ГОСТ 11851-85, вязкость ГОСТ 33-82, температура вспышки ГОСТ 6356-75, температура застывания ГОСТ 20287-91.

Компонентный состав газа исследован по комплексу А (РД ОСТ 39-112-80) на установке высокого давления АСМ из 3-х камер ВПП-300.

Поверхностные пробы нефти отбирались с устья скважины ТКЗ-13 во время исследования скважины по общепринятой методике.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторного исследования двух проб из скважины ТКЗ-13 по горизонту М-0-3.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторного исследования двух проб из скважины ТКЗ-13 по горизонту М-0-3.

Горизонт М-0-3. Свойства поверхностной пробы изучены по двум пробам из скважины ТКЗ-13 из интервалов 1217,7-1223,9 и 1226-1229,8 м средние значения следующие (в %): сера 0,22; асфальтены 0,14; смол силикагелевых 7,7; парафина 6,85; мех. примесей 0,08. Плотность нефти при 20°C составляет 0,828 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C - 33,715; при 30°C – 13,33; при 40°C - 9,45; при 50°C – 8,10 мкм²/с; фракционный состав нефти (в %) масс.: выкипающих при 200°C – 21; при 300°C – 42. Конец кипения 96°C.

Нефть горизонта М-0-3 средняя, малосернистая, смолистая, парафинистая.

Горизонт М-II. Физико-химические свойства нефти изучены по одной пробе из скважины Аксай-1. Плотность составляет 0,849 г/см³. Компонентный состав нефти в %: серы – 0,43, смолы силикагелевых – 11,73, асфальтенов – 3,42, парафина – 18,5, механических примесей – 0,3. Температура застывания -4°C, вспышки – 43°C. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°C составляет 26 %, керосиновых – 22 %. Кинематическая вязкость при 40°C - 12,642 мкм²/с, при 50°C – 8,293 мкм²/с.

Нефть продуктивного горизонта М-II относится к классу малосернистых, подклассу смолистых, типу парафинистых.

Горизонт Ю-IV. Физико-химические свойства нефти изучены по шести пробам из скважины Северный Уралы – 14 и 400. Величина плотности нефти в поверхностных условиях изменяется от 0,776 до 0,815 г/см³, в среднем составляет 0,801 г/см³. Содержание серы - 0,15 %. Содержание смол и асфальтенов составляет 3,09 % и 0,40% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 200°C – 33,8 %, при 300°C – 57,3%.

Нефти горизонта Ю-IV легкие, относятся к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Физико-химические свойства и состав поверхностных проб нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства поверхностных проб нефти

№ скважины	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с				Содержание компонентов, % масс								Молекулярный вес	Фракционный состав по Энглеру, % масс							Компания, выполнявшая анализы
				20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	вспышки	застывания	парафин	сера	вода	смолы	асфальтены	мех.примеси		НК ⁰	100 °C	150 °C	200 °C	250 °C	300 °C	КК ⁰	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Горизонт М-0-3																								
ТКЗ-13	07.07.20г	1217,7-1223,9	0,827	33,674	13,310	9,441	8,092	+7	+13	6,8	0,22	0,2	7,6	0,14	0,08	184,95	70	4	12	20	32	41	96	ТОО «МГТС»
ТКЗ-13	07.07.20г	1226-1229,8	0,829	33,755	13,342	9,464	8,111	+9	+15	6,9	0,22	0,3	7,8	0,14	0,08	187,28	70	4	13	21	34	43	96	ТОО «МГТС»

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Состав и свойства пластовой нефти приведены по аналогии с результатами анализов глубинных проб нефти хорошо изученных и разрабатываемых месторождений Южный Дошан, Аксай, Северный Нуралы по продуктивным горизонтам - М-0-1, М-0-3, М-II и Ю-IV-4 и 5.

Продуктивный горизонт М-0-1, М-0-2, М-0-3. В скважине Южный Дошан-27 проанализирована одна проба нефти из интервала 615,8-623 м. Величина газосодержания составляет 18,4 м³/т, объёмный коэффициент - 1,038, соответственно **пересчётный коэффициент составляет – 0,963 д.ед.** Пластовое давление – 8,0 МПа, давление насыщения – 5,29 МПа, пластовая температура – 33,7°С.

Продуктивный горизонт М-II. В скважине Аксай-1 глубинная нефть при однократном разгазировании величина газосодержания составляет 12,4 м³/т, объёмный коэффициент – 1,02, соответственно **пересчётный коэффициент составляет – 0,976 д.ед.**

Продуктивный горизонт Ю-IV-4 и 5. В скважине Северный Нуралы-14 изучены две пробы нефти в интервале 2237-2246 м. Плотность нефти составляет 0,600 г/см³, динамическая вязкость - 0,405 мПа*с. Газосодержание составляет 271,1 м³/т. Нефть характеризуется объёмным коэффициентом 1,725 д.ед., **при этом пересчётный коэффициент - 0,580 д.ед.** Пластовое давление - 21,22 МПа, давление насыщения на глубине отбора проб - 17,73 МПа, пластовая температура - 91°С.

Состав и свойства газа, растворенного в нефти

Состав растворенного газа изучен по одной пробе из скважины ТКЗ-13 из интервала 1217,7 – 1223,9 м (Горизонт М-0-3).

Горизонт М-0-3. Содержания компонентов газа следующие, в процентах: метана – 85,8, этана – 3,59, пропана – 2,37, бутанов – 5,34, пентанов – 2,08. Содержание азота – 0,54, кислород – 0,32. Относительная плотность по отношению к воздуху 0,7231 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-0-3 метан-бутанового состава.

Горизонт М-II. В скважине Аксай-1 изучено одной пробой в интервалах 1569-1573, 1577-1579, 1581-1582,5, 1587-1592 м. Компонентный состав растворенного газа, следующий: метана – 6,02 %, этана – 3,83 %, пропана – 19,38 %, бутанов – 28,31%, пентанов – 18,78 %, гексана + высших гомологов – 20,98%. Содержания азота – 2,36%, углекислый газ – 0,33%. Удельный вес газа по отношению к воздуху равен – 1,790 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу - газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-II бутан-пропанового состава, относится к группе полужирных, низкоазотных, бессернистых, низкоуглекислых.

Горизонт Ю-IV. В скважине Северный Нуралы-14 изучено одной пробе в интервале 2237-2246 м. Содержания компонентов газа следующие, в процентах: метана – 67,36, этана – 17,8, пропана – 7,46, бутанов – 3,57, пентанов – 2,16. Содержание азота – 0,15, кислород – 0,24, углекислый газ – 0,38.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта Ю-IV метан-этанового состава.

Физико-химические свойства газа, растворенного в нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства газа, растворенного в нефти

№ скв	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Теплота сгорания, <u>высшая</u> <u>низшая</u> ккал/м³	Абсолютная плотность при <u>0°С</u> <u>20°С</u> г/л	Содержание, % мол												Относительная плотность по отношению	Компания, выполнившая анализы
					метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексаны	сероводород	кислород	углекислый газ	азот		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Горизонт М-0-3																		
ТКЗ-13	22.06.20.	1217,7 - 1223,9	<u>9956,41</u> 9040,59	<u>0,9379</u> 0,8738	85,7657	3,5879	2,3684	2,1481	3,1886	1,6801	0,4048		отс.	0,3208	отс.	0,5356	0,7231	ТОО «МГТС»

Физические свойства и химический состав пластовых вод

На площади Тайказан пластовые воды не отобраны. В связи с этим физико-химические свойства и состав пластовых вод взяты по аналогии близлежащего месторождения Кенбулак.

На месторождении Кенбулак пластовая вода изучена тремя пробами из скважин Кенбулак-4 и Кенбулак-5, отобранных из интервалов 1132,9 - 1136,8 м (горизонт М-0-1-Б) и 1286,7 – 1289,0 м (горизонт М-0-3), соответственно. Пластовые воды отобраны из отложений верхнего неокома нижнего мела.

По результатам химического анализа одной пробы из скважины Кенбулак-5 содержания анионов и катионов (в мг/л) следующие: хлоридов – 36589, гидрокарбонатов – 176,9, сульфатов – 162, кальция – 4765, натрия+калия – 16976, магния – 749. Общая минерализация равна 59,418 г/л. Вода очень жесткая (жесткость до 300 мг-экв/л), кислая (рН – 6,4), с удельным весом 1,044 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод содержатся: железо (общее) – 4,23 мг/л, барий – 722,9 мг/л, механические примеси – 0,106%.

Содержание бария является аномальным.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды горизонта М-0-3 определяются, как соленые хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

По результатам химического анализа двух проб воды из скважины Кенбулак – 4 содержания анионов и катионов изменяются в пределах (в мг/л): хлоридов от 11436 до 28700; гидрокарбонатов от 137,7 до 208,4; сульфатов от 18 до 186; кальция – 894÷1560; натрия+калия – 5975,3÷17170. Общая минерализация изменяется в пределах 19÷47,824 г/л, в среднем составляя 33,412 г/л; жесткость воды изменяется от 68,7 до 116 мг-экв/л, в среднем – 92,4 мг-экв/л. Воды кислые, изменения рН от 6,64 до 7,38, в среднем 7,01. Изменения удельного веса незначительные – от 1,010 до 1,021 г/см³, в среднем 1,016 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод горизонта М-0-1-Б содержатся: барий – в среднем 543,9 мг/л, железо общее – 4,87 мг/л, механические примеси – 0,145%. Содержание бария высокое, так же, как и в водах горизонта М-0-3.

Пластовые воды горизонта М-0-1-Б по классификации В.А.Сулина определяются, как хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

Альб-сеноманские пластовые воды хлор-магниевого и хлор-кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче

вышеописанных, почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Таблица 2.3.4 – Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скв.	Интервал отбора проб, м	Удельный вес, г/см ³	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, мг/л	Тип по Сулину	РН	Общая жесткость, мг-экв/л
			HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺ +K ⁺				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт М-0-1-Б												
Кенбулак-4	1132,9-1136,8	1,010	137,7	18	11436	894	539	5975,3	19000	ХК	6,64	68,7
Кенбулак-4	1132,9-1136,8	1,021	208,4	186	28700	1560	176	17170	47824	ХК	7,38	116
Среднее значение		1,016	173,1	102	20068	1227	357,5	11573	33412	ХК	7,01	92,4
Горизонт М-0-3												
Кенбулак-5	1286,7-1289,0	1,044	176,9	162	36589	4765	740	16976	59418	ХК	6,4	300

Таблица 2.3.5 – Результаты анализов микрокомпонентов воды

№ скв.	Интервал опробования	Кпр	Ba ⁺² , мг/л	Fe, мг/л	Мех. примеси, %
1	3	4	5	6	7
Горизонт М-0-1-Б					
Кенбулак-4	1132,9-1136,8		504,3	4,15	0,123
Кенбулак-4	1132,9-1136,8		583,5	5,59	0,167
Среднее значение			543,9	4,87	0,145
Горизонт М-0-3					
Кенбулак-5	1286,7-1289,0		722,9	4,23	0,106

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Коэффициент вытеснения нефти водой. Вытеснение нефти из образца было произведено при пропитке водой с постоянной заданной скоростью методом центрифугирования. Процесс пропитки нефтенасыщенного образца моделью пластовой воды был выполнен при пластовой температуре и давлении обжима.

Коэффициент вытеснения нефти водой подсчитывался по формуле:

$$\beta_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{н.нач}}},$$

где: $V_{\text{н.выт}}$ - количество вытесненной из модели нефти, см^3 ; $V_{\text{н.нач}}$ - количество нефти, первоначально содержащееся в модели, см^3 .

В исследовании использовано 7 образцов. Вытеснение нефти из образцов было произведено при пропитке моделью пластовой нефти и воды.

Коэффициент вытеснения нефти водой в коллекторах по 7 образцам в скважине ТКЗ-13 меняется в пределах 10.8%-24.6%, в среднем составляя 17.3%, при пористости образцов, меняющихся в пределах 23.9-30.7%, проницаемости – 474.5-2245.8 мД.

Характеристики вытеснения и динамика обводнения по каждой модели, приведены в таблице 2.4.1.

На основе имеющихся данных построены зависимости остаточной нефтенасыщенности от пористости и проницаемости, рис.2.4.1 (а, б).

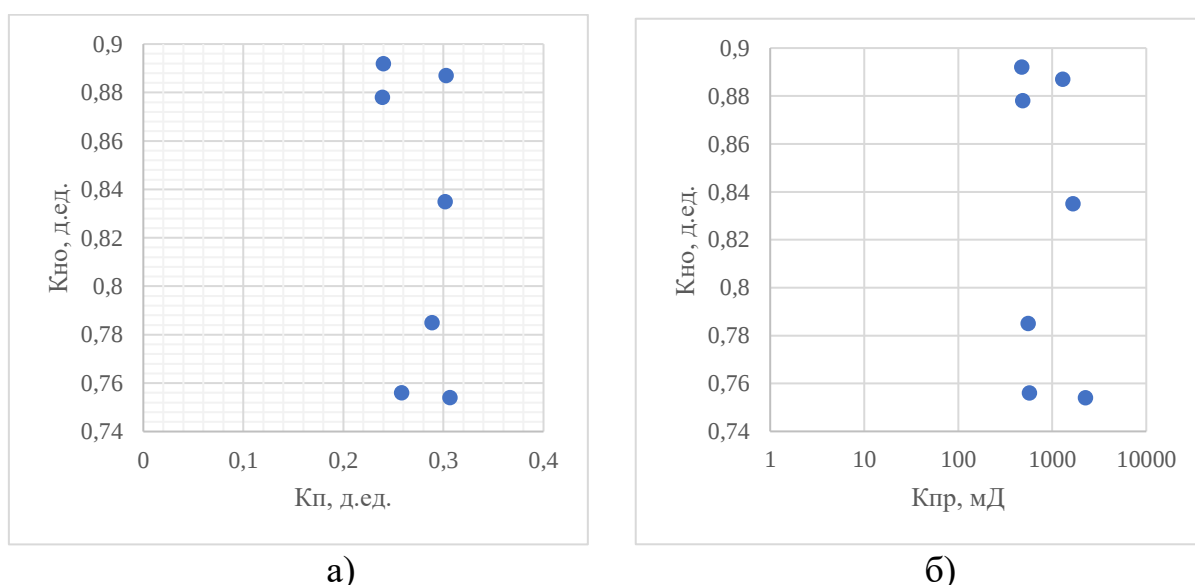


Рисунок 2.4.1. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б).

Таблица 2.4.1. Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине ТКЗ-13

п/п	№ обр	Глубина отбора обр	Кпотк	Кпр	Кво	Объем пор	Объем остат воды	Объем насыщения	Объем вытеснения нефти	Объем остат.нефти	Остаточная нефть	Кэф. Выт нефти водой
						Vпор,	Vo.в,	Vн.нас,	Vн.	Vн.ост,		
		м	д.ед	мД	д.ед.	см ³	см ³	см ³	см ³	см ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1-4613	1225.1	0.2887	555.283	0.4253	6.9348	2.9493	3.9855	0.8568	3.1287	0.785	0.215
2	2-4614	1225.3	0.2583	570.969	0.4876	6.2046	3.0253	3.1793	0.7757	2.4036	0.756	0.244
3	4-4616	1225.7	0.24	474.467	0.4695	5.765	2.7066	3.0584	0.3303	2.7281	0.892	0.108
4	5-4617	1225.85	0.2391	483.548	0.2391	5.7434	1.3732	4.3702	0.5331	3.8371	0.878	0.122
Ср.зн									0.624	3.024		0.172
1	2-4634	1242.5	0.3017	1656.75	0.4889	7.2471	3.5431	3.704	0.6111	3.0929	0.835	0.165
2	3-4635	1242.7	0.3066	2245.81	0.4095	7.3648	3.0158	4.349	1.0698	3.2792	0.754	0.246
3	4-4636	1242.9	0.3026	1295.66	0.4459	7.2687	3.2411	4.0276	0.4551	3.5725	0.887	0.113
Ср.зн									0.712	3.315		0.175

2.5 Запасы нефти и газа

На месторождении Тайказан По результатам бурения 5 скважин и с использованием материалов интерпретации 3D сейсморазведочных работ произведен подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождения Тайказан по состоянию изученности на 15.02.2021 г. (Протокол ГКЗ РК №2336-21-П от «22» июля 2021 г.).

В результате обработки материалов вышеперечисленных работ установлены нефтегазоносность, геологическая модель залежей нефти на месторождения Тайказан и уточнено геологическое строение структур. Итоги этих работ позволили произвести подсчет запасов нефти по продуктивным горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-II, Ю-IV-4, Ю-IV-5 по категориям C_1 и C_2 .

Подсчитанные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по месторождению составляют:

нефть

категории C_1 - 4 341 / 868 тыс. т.,

категории C_2 - 2 301 / 460 тыс.т.

растворенный газ

категории C_1 - 229 / 45 млн. м³

категории C_2 - 87 / 23 млн. м³

Всего по месторождению Тайказан геологические запасы категорий C_1+C_2 , соответственно: 6 642 тыс. т; 316 млн.м³.

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Тайказан

Район сква- жины	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средне взвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти г/см ³	Геологические запасы нефти тыс.т.	Коэффициент извлечения д. ед.	Извлекаемые запасы нефти тыс. т	Газосодержание м ³ /т	Геологические запасы растворен- ного газа млн. м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа млн. м ³
						Открытой пористости д. ед.	Нефтенасыщенности д. ед.	Пересчетный д. ед.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-1															
ТКЗ-13	ЧНЗ	C ₂	1209	6,0	7236	0,2	0,57	0,963	0,828	658	0,2	132	18,40	12	2
	ВНЗ	C ₂	1156	3,3	3860	0,2	0,57	0,963	0,828	351	0,2	70	18,40	6	1
Итого по горизонту		C ₂	2365		11096					1009		202		18	3
Горизонт М-0-2															
ТКЗ-13	ЧНЗ	C ₂	1673	3,0	5019	0,25	0,44	0,963	0,828	440	0,2	88	18,40	8	2
	ВНЗ	C ₂	690	1,5	1035	0,25	0,44	0,963	0,828	91	0,2	18	18,40	2	0
Итого по горизонту		C ₂	2363		6054					531		106		10	2
Горизонт М-0-3															
ТКЗ-13	ВНЗ	C ₁	412	2,2	915	0,21	0,45	0,963	0,828	69	0,2	14	18,40	1	0
Итого по горизонту		C ₁	412		915					69		14		1	0

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-II															
ТКЗ-2	ВНЗ	C ₁	2123	14,7	31259	0,21	0,5	0,976	0,849	2720	0,2	544	12,40	34	7
Итого по залежи		C₁	2123		31259					2720		544		34	7
ТКЗ-14	ЧНЗ	C ₂	784	2,0	1544	0,20	0,57	0,976	0,849	146	0,2	29	12,40	2	0
Итого по залежи		C₂	784		1544					146		29		2	7
ТКЗ-1	ЧНЗ	C ₁	1024	6,7	6861	0,20	0,71	0,976	0,849	807	0,2	161	12,40	10	2
	ВНЗ	C ₁	203	3,0	599	0,20	0,71	0,976	0,849	70	0,2	14	12,40	1	0
	ЧНЗ	C ₂	498	6,7	3337	0,20	0,71	0,976	0,849	393	0,2	79	12,40	5	1
	ВНЗ	C ₂	94	3,1	288	0,20	0,71	0,976	0,849	34	0,2	7	12,40	0	0
Итого по залежи		C₁	1227		7460					877		175		11	2
		C₂	592		3625					427		86		5	1
Итого по горизонту		C₁	3350		38719					3597		719		45	9
		C₂	1376		5169					573		115		7	8
Горизонт Ю-IV-4															
ТКЗ-14	ЧНЗ	C ₁	62	1,6	99	0,2	0,52	0,580	0,801	5	0,2	1	271,10	1	0
	ВНЗ	C ₁	82	0,8	66	0,2	0,52	0,580	0,801	3	0,2	1	271,10	1	0
Итого по залежи		C₁	144		165					8		2		2	0
ТКЗ-2	ЧНЗ	C ₂	100	7,1	711	0,19	0,66	0,58	0,801	41	0,2	8	271,10	11	2
	ВНЗ	C ₂	544	2,6	1428	0,19	0,66	0,58	0,801	83	0,2	17	271,10	23	5
Итого по залежи		C₂	644		2139					124		25		34	7
Итого по горизонту		C₁	144		165					8		2		2	0
		C₂	644		2139					124		25		34	7

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Горизонт Ю-IV-5														
ТКЗ-2	ЧНЗ	C ₁	76	21,0	1596	0,21	0,68	0,580	0,801	106	0,2	21	271,10	29	6
	ВНЗ	C ₁	1057	8,0	8463	0,21	0,68	0,580	0,801	561	0,2	112	271,10	152	30
Итого по залежи		C ₁	1133		10059					667		133		181	36
ТКЗ-1	ЧНЗ	C ₂	489	2,5	1223	0,16	0,56	0,580	0,801	51	0,2	10	271,10	14	3
	ВНЗ	C ₂	142	1,3	178	0,16	0,56	0,580	0,801	7	0,2	1	271,10	2	0
Итого по залежи		C ₂	631		1401					58		11		16	3
ТКЗ-14	ЧНЗ	C ₂	188	0,8	150	0,17	0,52	0,580	0,801	6	0,2	1	271,10	2	0
Итого по залежи		C ₂	188		150					6		1		2	0
Итого по горизонту		C ₁	1133		10059					667		133		181	36
		C ₂	819		1551					64		12		18	3
Всего по месторождению		C ₁	5 039		49 858					4 341		868		229	45
		C ₂	7 567		26 009					2 301		460		87	23

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи пробной эксплуатации – ввод в пробную эксплуатацию существующих скважин ТКЗ-13 (на I-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-1 (на II-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-14 (на III-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-2 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также ввод из бурения проектной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17 (на II-й объект пробной эксплуатации); изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Тайказан планируется провести в период с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг., согласно решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., согласно которого период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня.

3.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных скважин Зап. Аксай-1, ТКЗ-1, ТКЗ-2, ТКЗ-13 и ТКЗ-14, а также материалам оперативного подсчета запасов нефти и растворенного газа, на месторождении Тайказан установлены шесть продуктивных горизонтов в нижнемеловых и среднеюрских отложениях.

По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и растворенного газа оценены по промышленной категории C_1 и предварительно оцененной – C_2 . Для проведения пробной эксплуатации могут быть задействованы лишь запасы нефти и растворенного газа

промышленной категории C_1 , а запасы категории C_2 требуют подтверждения бурением и получением промышленных притоков.

По материалам оперативного подсчета запасов (4), минимальная отметка условного водонефтяного контакта (УВНК) установлена по горизонту Ю-IV-5 (в районе скважины ТКЗ-2) на глубине «минус» 2050,0 м, ввиду чего глубина для проведения пробной эксплуатации составит «минус» 2100 м.

На рисунке 3.2.1 представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Тайказан для проведения пробной эксплуатации, площадь которой составила 146,6 кв.км.

В таблице 3.2.1 представлены координаты угловых точек Геологического отвода, а в таблице 3.2.2 – координаты границ для проведения пробной эксплуатации.

Таблица 3.2.1-Координаты угловых точек границ Геологического отвода

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 50' 00''	65° 18' 20''
2	45° 54' 10''	65° 18' 20''
3	46° 00' 00''	65° 14' 05''
4	46° 00' 00''	65° 21' 20''
5	45° 51' 58''	65° 21' 05''
6	45° 51' 44''	65° 31' 54''
7	46° 00' 00''	65° 32' 10''
8	46° 00' 00''	65° 39' 15''
9	45° 50' 01''	65° 38' 46''

Таблица 3.2.2-Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации на месторождении Тайказан

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 50' 00''	65° 18' 20''
2	45° 54' 10''	65° 18' 20''
3	46° 00' 00''	65° 14' 05''
4	46° 00' 00''	65° 21' 20''
5	45° 51' 58''	65° 21' 05''
6	45° 51' 45''	65° 31' 08''
7	45° 50' 01''	65° 31' 02''

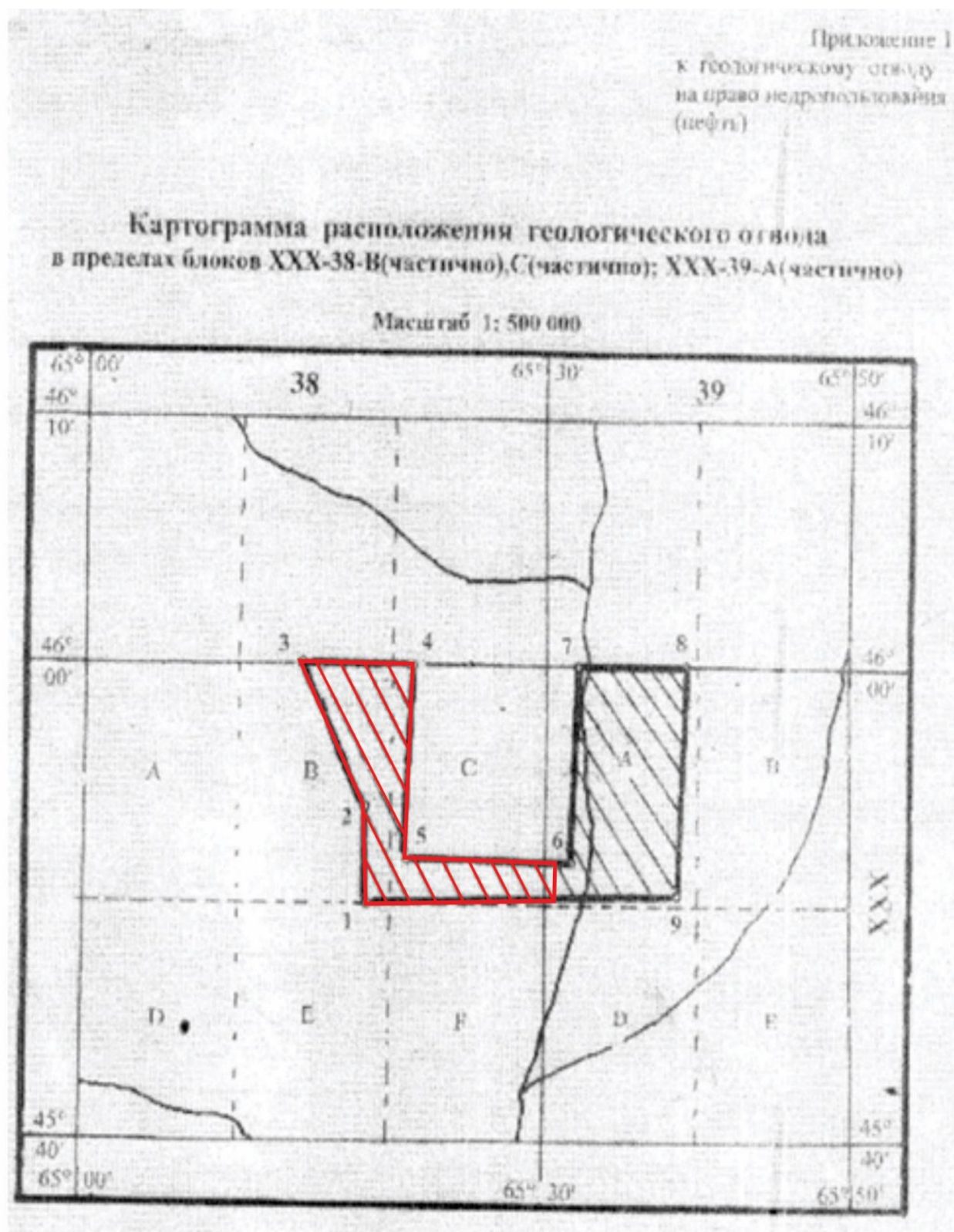


Рисунок 3.2.1-Границы Геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Тайказан

3.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований

На месторождении Тайказан выделены продуктивные горизонты: М-0-1, М-0-2 и М-0-3 – в отложениях верхнего неокома нижнего мела; М-II – в арыкумском горизонте нижнего неокома нижнего мела; Ю-IV-1, Ю-IV-2, Ю-IV-3, Ю-IV-4 и Ю-IV-5 - в породах карагансайской свиты средней юры.

Опробование скважин в эксплуатационных колоннах на месторождении проводилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка и изоляционные работы. Объектами опробования являлись практически все пласты, имеющие благоприятную геолого-геофизическую характеристику.

Вскрытие продуктивных горизонтов проводились в скважинах, заполненных глинистым раствором с теми же параметрами, с которыми вскрывался продуктивный горизонт при бурении, с обязательной привязкой по ГК и ЛМ. При этом использовались заряды плотностью зарядов 17 отв./п.м ЗПК 114-АТ-М-03. Точность интервала перфорации контролировалась записью термометрии и локатором муфт. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементажу эксплуатационных колонн. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрывпакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 12 МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течение суток.

С целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока, забойной температуры и давления, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в скважине проведены в динамическом режиме следующие геофизические исследования комплексным прибором АГАТ-КСА-К9-М, содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влажномер), РЕЗ (резистивиметр), СТ (термоиндикатор притока), РГД (большой и малый расходомер), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин). Глубины всех методов ГИС приведены к глубинам в открытом стволе скважины с использованием кривой ГК. Качество материалов удовлетворительное и соответствует допускам технических инструкций к скважинным приборам.

В процессе опробования применялись насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм (НКТ), отечественного и зарубежного производства, спускаемые на 5-10м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт, заменой глинистого раствора на нефть.

В зависимости от полученного притока пластового флюида проводился соответствующий комплекс исследований.

Коллектора нижнемеловых отложений представлены песчаниками и песками с прослоями глин и алевролитов, также встречаются прослой гравелитов. Опробование продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне проводилось испытанием 9-и объектов по 4 скважинам.

Продуктивный горизонт М-0-3 испытан двумя объектами в скважине ТКЗ-13. При испытании интервалов 1226-1229,8 м (III об.) и 1217,7-1223,9 м (IV об.) получены притоки нефти объемами 25,22 м³ и 35,84 м³, соответственно. Дебиты нефти составляют 9,53 и 15,316 м³/сут (расчетным путем), соответственно. Объекты нефтеносные.

Продуктивный горизонт М-II опробован двумя объектами в скважинах ТКЗ-1 и ТКЗ-2.

При опробовании интервалов 1455,3-1466,8 м (I об.) в скважине ТКЗ-1 и 1638-1643,8 м (IV об.) в скважине ТКЗ-2 получены притоки нефти объемами 19,99 м³ и 26,439 м³, соответственно. Дебиты нефти составляют 9,995 и 8,813 м³/сут (расчетным путем), соответственно. Объекты нефтеносные.

Продуктивный горизонт Ю-IV-3 испытан одним объектом в скважине ТКЗ-14. При освоении интервала 2144,3-2147,3 м (IV об.) притока получено не было, объект сухой.

Продуктивный горизонт Ю-IV-4 испытан одним объектом в скважине ТКЗ-14. При освоении интервалов 2176,3-2179,8, 2180,9-2182,5 и 2197,8-2199,1 м (III об.) свабированием был получен приток нефти объемом 5,31 м³, расчетный дебит составил 2.75 м³/сут. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-IV-5 испытан тремя объектами в скважинах ТКЗ-2 и ТКЗ-14. При освоении интервала 2205-2219,2 м (I об.) в скважине ТКЗ-2 свабированием получено 10,98 м³ нефти. Далее скважина начала фонтанировать и фонтанным способом получены притоки нефти дебитами 25,04 м³/сут на 8 мм штуцере и 12,87 м³/сут на 6 мм штуцере. Объект нефтеносный. При освоении интервала 2203,3-2205,0 м (II об.) в скважине ТКЗ-14 притока получено не было, объект сухой. При испытании интервалов 2211,6-2213,9, 2214,5-2216,7 и 2217,2-2218,0 (I об.) в скважине ТКЗ-14 притока не получено. Объект оказался «сухим».

В связи с тем, что на месторождении, в период опробования скважин не проводились гидродинамические исследования, в разделе 5 приводятся рекомендации по исследованию скважин. В таблице 3.3.1 представлены результаты опробования скважин.

Таблица 3.3.1-Результаты опробования скважин

№скв. №об.	Дата (начало и конец испытания)	Интервал опробования и испытания, м	Горизонт	Искусственный забой, м	Способ вскрытия горизонта	Способ вызова притока	Диаметр штуцера, мм	Фактическое время работы, в час	Давление, МПа					Дебит			Среднединам. уровень, м	Газовый фактор, м³/м³	Кпр, м³/сут/Мпа	Примечание
									пластовое	забойное	затрубное	трубное	депрессия	газа, тыс.м³/сут	нефти, м³/сут	воды, м³/сут				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ТКЗ-1 III	04.04.2014Г 08.04.2014Г	1455,3-1458,7 1460,4-1466,8 -1291,3-1294,7 -1296,4-1302,8	М-II	2183,58	ЗПК-114-АТ-М-03 17 отв./п.м.	сваби- рование		48			0,75	0,3	Приток нефти в колонне. В течение 2 суток отсвабировано 19,99 м³ нефти.							Объект нефтеносный
ТКЗ-2 I	20.05.2014Г 29.05.2014Г	2205,0-2219,2 -2029,0-2043,2	Ю-IV-5	2230,0	ЗПК-114-АТ-М-03 17 отв./п.м.	сваби- рование							Получен фонтанирующий приток нефти							Объект нефтеносный
						фонтан	8 6				2,7 3,6	0,7 0,9			25,04 м³ 12,87 м³					
IV	20.05.2015Г 27.05.2015Г	1638,0-1643,8 -1462,0-1467,8	М-II	2166,2	ЗПК-114-АТ-М-03 17 отв./п.м.	сваби- рование		72			0,6	0	Приток нефти в колонне. В течение 3 суток отсвабировано 26,44 м³ нефти.			1105				Объект нефтеносный
ТКЗ-13 III	01.05.2020Г 08.05.2020Г	1226-1229,8 -1059,35-1063,15	М-0-3	1643,25	Power Jet Omega 16 отв./п.м.	сваби- рование		63,5			0,7	0	Приток нефти в колонне. В течение 6-ти дней отсвабировано 25,22 м³ нефти			980				Объект нефтеносный
IV	09.05.2020Г 15.05.2020Г	1217,7-1223,9 -1051,05-1057,25	М-0-3	1225,3	Power Jet Omega 16 отв./п.м.	сваби- рование		56,25			0,3	0,1	Приток нефти в колонне. В течение 6-ти дней отсвабировано 35,84 м³ нефти			1010				Объект нефтеносный
ТКЗ-14 I	11.12.2020Г 16.12.2020 Г	2211,6-2213,9 2214,5-2216,7 2217,2-2218,0 -2030,85-2033,15 -2033,75-2035,95 -2036,75-2037,25	Ю-IV-5	2280,0	Power Jet Omega 17 отв./п.м.	сваби- рование							Притоков не получено							Объект «сухой»
II	09.01.2021 Г 13.01.2021 Г	2203,3-2205,0 -2022,55-2024,25	Ю-IV-5	2209,56	ЗПКО-ПП-30ГП 34 отв./п.м.	сваби- рование							Притоков не получено							Объект «сухой»
III	27.01.2021 Г 02.02.2021 Г	2176,3-2179,8 2180,9-2182,5 2197,8-2199,1 -1995,55-1999,05 -2000,15-2001,75 -2017,05-2018,35	Ю-IV-4		ЗПКО-ПП-30ГП 17 отв./п.м.	сваби- рование СГКО		46,4					Приток нефти в колонне. В течение 5-ти дней отсвабировано 5,31 м³ нефти			1985				Объект нефтеносный
IV	06.02.2021 Г 10.02.2021 Г	2144,3-2147,3 -1963,55-1966,55	Ю-IV-3	2170,0	ЗПКО-ПП-30ГП 34 отв./п.м.	сваби- рование							Притоков не получено							Объект «сухой»

3.4. Характеристика фонда пробуренных скважин

На месторождении Тайказан пробурено пять скважин, технические характеристики которых представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1-Техническое состояние и конструкция пробуренных скважин

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
Зап.Аксай-1	Поисковая	25.03.1990	29.05.1990	2 500	2 431	PR	PR
ТКЗ-1	Разведочная	17.07.2013	22.09.2013	2 400	2 209	Pz	Pz
ТКЗ-2	Разведочная	20.08.2013	04.10.2013	2 400	2 260	Pz	Pz
ТКЗ-13	Разведочная	17.03.2020	07.04.2020	1 500	1 656	J _{3ak}	J _{3ak}
ТКЗ-14	разведочная	09.10.2020	02.11.2020	2 400	2 285	Pz	Pz

Продолжение таблицы 3.4.1

Конструкция скважин								
кондуктор			техническая колонна			эксплуатационная колонна		
диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м
299,0	46,0	до устья	219,0	898,0	до устья	-	-	-
324,0	68,8	до устья	245,0	853,7	до устья	168,3	2 296,1	до устья
324,0	70,0	до устья	245,0	850,0	до устья	168,3	2 257,0	до устья
324,0	69,8	до устья	245,0	655,0	до устья	168,3	1 655,2	70 м
324,0	113,4	до устья	245,0	855,5	до устья	168,3	2 280,5	до устья

3.5. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

По материалам оперативного подсчета запасов нефти и растворенного газа (4), на месторождении Тайказан установлены шесть продуктивных горизонтов – М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-П, Ю-IV-4 и Ю-IV-5, приуроченные к нижнемеловым и среднеюрским отложениям. По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и растворенного газа оценены как по промышленной категории С₁ (в районе опробованных в эксплуатационной колонне скважин, где получены промышленные притоки нефти), так и предварительно оцененной категории С₂.

Как известно, для проведения пробной эксплуатации могут быть задействованы лишь запасы нефти и растворенного газа промышленной категории С₁.

Запасы нефти и растворенного газа по горизонтам М-0-1 и М-0-2 оценены по категории С₂ и не могут быть вовлечены в пробную эксплуатацию, пока не будут переведены в более высокие категории, получением промышленных притоков и утверждения подсчитанных запасов нефти и растворенного газа в ГКЗ Республики Казахстан.

Около 83 % как геологических, так и извлекаемых запасов нефти промышленной категории С₁ месторождения Тайказан сосредоточены в горизонте М-П, чуть более 15 % – продуктивном горизонте Ю-IV-5, а на продуктивные горизонты М-0-3 и Ю-IV-4 в сумме приходится почти 2 % запасов. Поэтому горизонты М-П и Ю-IV-5, безусловно, могут быть

выделены в качестве самостоятельных объектов пробной эксплуатации, а что касается горизонтов М-0-3 и Ю-IV-4, то рассматриваемые горизонты выделяются в обособленных ловушках, установленные в районе скважин ТКЗ-13 и ТКЗ-14 соответственно, т.е. на рассматриваемые горизонты не могут быть переведены или возвращены скважины из других объектов и вышеназванные скважины не могут быть использованы на других объектах.

Напомним, фонтанный приток получен лишь по скважине ТКЗ-2 при опробовании интервала 2205,0-2219,2 м, приуроченного к Ю-IV-5 горизонту. Безводный дебит нефти при работе скважины на 6 мм диаметре штуцера составил 12,9 м³/сут и при 8 мм – увеличился до 25,0 м³/сут. При опробовании остальных скважино-объектов, получены не фонтанирующие притоки, с расчетными дебитами безводной нефти от 2,8 м³/сут до 15,3 м³/сут.

Учитывая вышеизложенное, на текущей стадии изученности месторождения Тайказан рекомендуется выделить 4 самостоятельных объекта пробной эксплуатации:

- **I-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-3;
- **II-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-II;
- **III-й объект пробной эксплуатации** – горизонт Ю-IV-4;
- **IV-й объект пробной эксплуатации** – горизонт Ю-IV-5.

С целью уточнения имеющейся и получения дополнительной информации по фильтрационно-емкостным и продуктивным характеристикам пластов-коллекторов, перед вводом скважин в пробную эксплуатацию рекомендуется провести дополнительное опробование и ГДИ (МУО, КВД, КВУ и т.д.) в существующих скважинах интервалов продуктивных пластов, которые ранее не были вовлечены в испытание. Проведение рекомендуемых дополнительных опробований и исследований позволит повысить уровень разведанности запасов нефти и уточнить параметры установленных горизонтов.

В таблице 3.5.1 представлены геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.

Таблица 3.5.1-Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации месторождения Тайказан

Параметры	Объекты пробной эксплуатации				
	I	II		III	IV
	Горизонт М-0-3	Горизонт М-II (район скв. ТКЗ-1)	Горизонт М-II (район скв. ТКЗ-2)	Горизонт Ю-IV-4	Горизонт Ю-IV-5
Средняя глубина залегания, м	1229,1	1461,7	1652,4	2184,4	2214,7
Тип залежи	Массивная, тектонически экранированная	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная	Массивная, тектонически экранированная	Пластовая, тектонически экранированная	Пластовая, тектонически и литологически экранированная
Тип коллектора	Поровые, терригенные				
Площадь нефтеносности (категория C_1 / C_2), тыс.м ²	412 / -	1227 / 592	2123 / -	144 / 644	1133 / 819
Средняя общая толщина, м	22,4	12,5	24,2	5,6	23,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,0	6,7	21,4	1,6	21,5
Средняя пористость, д.ед.	0,21	0,20	0,21	0,20	0,21
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,45	0,71	0,50	0,52	0,68
Проницаемость (по керну), мД					
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,345	0,536	0,884	0,286	0,931
Коэффициент расчлененности, д.ед.	4,0	6,0	7,0	2,0	2,0
Приведенная пластовая температура, °С					
Приведенное пластовое давление, МПа					
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	-	-	0,41	0,41
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	-	0,600	0,600
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,828	0,849	0,849	0,801	0,801
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,038	1,020	1,020	1,725	1,725
Содержание серы в нефти, %	0,22	0,43	0,43	0,15	0,15
Содержание парафина в нефти, %	6,85	18,50	18,50	7,49	7,49
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,3	-	-	17,7	-
Газосодержание, м ³ /т	18,4	12,4	12,4	271,1	271,1
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	-	-	-	-
Средняя продуктивность, м ³ /[сут*МПа]	-	-	-	-	-
Средняя приемистость, м ³ /[сут*МПа]	-	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	69	1305	2720	8	667
в том числе: по категории C_1	69	877	2720	8	667
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	14	261	544	2	133
в том числе: по категории C_1	14	175	544	2	133
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
в том числе: по запасам категории C_1	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

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

Как было отмечено в предыдущих разделах, в рамках настоящего проектного документа в пробную эксплуатацию рекомендуется ввести четыре объекта:

- I-й объект – горизонт М-0-3;
- II-й объект – горизонт М-II;
- III-й объект – горизонт Ю-IV-4;
- IV-й объект – горизонт Ю-IV-5.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими разведочными скважинами ТКЗ-1 (на II-й объект), ТКЗ-2 (на IV-й объект), ТКЗ-13 (на I-й объект) и ТКЗ-14 (на III-й объект), а также рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию из бурения проектную опережающую добывающую скважину ТКЗ-17 (на II-й объект).

В таблице 3.6.1 представлены запасы нефти, которые будут вовлечены в пробную эксплуатацию по объектам месторождения Тайказан.

Таблица 3.6.1-Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию

Скважина	Объект пробной эксплуатации	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.		
					пористости	нефтенасыщенности	пересчетный
ТКЗ-13	I	412	2,2	915	0,21	0,45	0,963
ТКЗ-1	II	1 227	6,1	7 460	0,20	0,71	0,976
ТКЗ-17		2 123	14,7	31 259	0,21	0,50	0,976
ТКЗ-14	III	144	1,1	165	0,20	0,52	0,580
ТКЗ-2	IV	1 133	8,9	10 059	0,21	0,68	0,580
ВСЕГО:		5 039		49 858			

Продолжение таблицы 3.6.1

Скважина	Объект пробной эксплуатации	Плотность нефти, г/см ³	Потенциальные балансовые запасы нефти на 1 скважину, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Удельные извлекаемые запасы нефти на 1 скважину, тыс.т
ТКЗ-13	I	0,828	69	0,20	14
ТКЗ-1	II	0,849	877	0,20	175
ТКЗ-17		0,849	2720	0,20	544
ТКЗ-14	III	0,801	8	0,20	2
ТКЗ-2	IV	0,801	667	0,20	133
ВСЕГО:			4 341	0,20	868

3.7. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

В рамках настоящего проектного документа, проведение воздействий на призабойную зону скважин (ПЗС) для увеличения продуктивности скважин не предусматриваются, но для поддержания продуктивности скважин, в случае уменьшения их в процессе пробной эксплуатации, рекомендуется проводить глино-кислотную обработку (ГКО), перестрел интервала перфорации глубокопроникающими зарядами и т.д.

3.8. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В рамках настоящего проектного документа закачка воды или других агентов в продуктивные пласты не предусматривается.

3.9. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

На период пробной эксплуатации месторождения Тайказан, согласно рекомендациям «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» (7), предусматривается один расчетный вариант.

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации использовалось общеизвестное уравнение добычи (8):

$$q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]$$

где $q^{(t)}$ – годовой отбор нефти, тыс.т;

q_0 – амплитудный дебит объекта пробной эксплуатации, тыс.т;

$Q_{(t)}$ – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

Q_0 – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации были приняты следующие исходные данные, которые были приведены в предыдущих главах.

Продолжительность пробной эксплуатации составляет не полных **19 месяцев** – с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг.

В пробную эксплуатацию будут введены четыре объекта:

- **I-й объект** – горизонт М-0-3;
- **II-й объект** – горизонт М-II;
- **III-й объект** – горизонт Ю-IV-4;
- **IV-й объект** – горизонт Ю-IV-5.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими разведочными скважинами ТКЗ-1 (на II-й объект), ТКЗ-2 (на IV-й объект), ТКЗ-13 (на I-й объект) и ТКЗ-14 (на III-й объект), а также рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию из бурения проектную опережающую добывающую скважину ТКЗ-17 (на II-й объект).

Пробную эксплуатацию выделенных объектов планируется вести на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Ожидается, что все существующие скважины ТКЗ-1, ТКЗ-2, ТКЗ-13 и ТКЗ-14, а также планируемая к вводу в эксплуатацию проектная опережающая добывающая скважина ТКЗ-17, будут эксплуатироваться механизированным способом на всем протяжении пробной эксплуатации.

Существующие скважины будут введены в пробную эксплуатацию в январе 2023 г., а проектная опережающая добывающая скважина ТКЗ-17 – в марте 2022 г.

Как известно из предыдущих глав, свойства нефти в пластовых условиях не изучены. Поэтому перед вводом скважин и/или в процессе пробной эксплуатации рекомендуется отобрать глубинные пробы флюидов и изучить физико-химические свойства в пластовых условиях, по результатам которых рекомендуется установить оптимальные режимы работы скважин, при этом во всех добывающих скважинах при эксплуатации рекомендуется поддерживать забойные давления выше или на уровне давления насыщения нефти газом.

Скважины рекомендуется эксплуатировать по следующему установленному графику: в течение трех месяцев после ввода поддерживать эксплуатацию скважины на одном режиме (диаметр штуцера, число оборотов, число качаний, длина хода и т.д.) с постоянным замером забойного давления (в случае невозможности – замеры динамических уровней), а

на четвертый месяц – останавливается для регистрации восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ). В последующие месяцы цикл повторяется до конца пробной эксплуатации, но, только изменяется режим работы скважины.

В период остановок скважин не запрещается проводить также другие виды исследований: отбор глубинных и поверхностных проб флюидов; геофизические исследования скважин в колонне по контролю за разработкой пластов и эксплуатацией скважин и др.

Для расчета объемов добычи сырого газа на период пробной эксплуатации приняты утвержденные ГКЗ Республики Казахстан значения газосодержаний по объектам. В процессе получения новых и уточнения имеющихся данных о физико-химических свойствах флюидов по результатам отборов и исследований глубинных и поверхностных проб, а также замеров промыслового газового фактора, объемы добычи сырого газа могут быть уточнены и скорректированы.

Коэффициент эксплуатации скважин принят исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и по объектам пробной эксплуатации изменяется от 0,97 д.ед. до 0,98 д.ед., составляя в среднем 0,97 д.ед. в целом по месторождению Тайказан.

Проектные дебиты скважин по нефти приняты исходя из результатов опробования скважино-объектов и представлены в таблице 4.1.1.

В период пробной эксплуатации из месторождения Тайказан планируется отобрать 23,436 тыс.т нефти, 27,505 тыс.т жидкости и 3,311 млн.м³ сырого газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,3 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 17,8 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,007 д.ед. при утвержденной величине 0,20 д.ед.

С учетом выше принятых условий и допущений, спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации как по объектам пробной эксплуатации, так и в целом по месторождению Тайказан, которые в соответствии с рекомендациями «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» (7) представлены в таблицах 4.1.2-4.1.13.

На графическом приложении 19 представлена схема размещения пробуренных и проектных скважин на период пробной эксплуатации.

Таблица 4.1.1-Обоснование проектных дебитов скважин по нефти

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Расчетный дебит, полученный при опробовании, м³/сут	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³	Коэффициент надежности дебита, д.ед.	Принятый для прогноза показателей проектный дебит скважин, т/сут	Примечание
ТКЗ-13	М-0-3	1226,0-1229,8	9,5	0,828	0,90	7,1	-
		1217,7-1223,9	15,3	0,828	0,90	11,4	-
ТКЗ-1	М-II	1455,3-1466,8	10,0	0,849	0,90	7,6	-
ТКЗ-2		1638,0-1643,8	8,8	0,849	0,90	6,7	-
ТКЗ-14	Ю-IV-4	2176,3-2179,8 2180,9-2182,5 2197,8-2199,1	2,8	0,801	0,90	2,0	-
ТКЗ-2	Ю-IV-5	2205,0-2219,2	25,0	0,801	0,90	18,1	Диаметр штуцера 8 мм
			12,9	0,801	0,90	9,3	Диаметр штуцера 6 мм

Таблица 4.1.2-Показатели добычи нефти по скважинам

Годы и периоды	Скважина	Способ эксплуата-ции	Объект пробной эксплуа-тации	Горизонт	Вскрытая эффек-тивная нефтена-сыщенная тол-щина, м	Ожидаемая добыча нефти, тыс.т	Ожидаемая добыча нефти по кварталам, тыс.т			
							I	II	III	IV
2022	ТКЗ-13	Механизированный	I	М-0-3	4,0	3,168	0,868	0,817	0,769	0,714
2023*						1,359	0,649	0,611	0,099	-
2022	ТКЗ-1	Механизированный	II	М-II	6,7	2,667	0,661	0,666	0,671	0,668
2023*						1,418	0,651	0,656	0,112	-
2022	ТКЗ-17	Механизированный			21,4	1,987	0,208	0,589	0,595	0,595
2023*						1,267	0,581	0,587	0,100	-
2022	ТКЗ-14	Механизированный	III	Ю-IV-4	1,6	0,778	0,236	0,203	0,181	0,159
2023*						0,279	0,137	0,122	0,019	-
2022	ТКЗ-2	Механизированный	IV	Ю-IV-5	21,5	6,953	1,793	1,730	1,726	1,703
2023*						3,560	1,643	1,640	0,277	-

Примечание: * - до «15» июля 2023 г.

Таблица 4.1.3-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам

Годы и периоды	Скважина	Дата ввода в пробную эксплуатацию	Категория скважины	Среднегодовой дебит скважины			Приемистость, м³/сут	Добыча нефти, тыс.т		Отбор удельных запасов нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³		Закачка воды, тыс.м³	
				нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2022	ТКЗ-13	01.01.2022	Разведочная	9,0	12,6	0,165	0,0	3,168	4,6	33,0	4,4	5,9	28,8	0,058295	0,058	0,0	0,0
2023*				7,2	12,2	0,132	0,0	1,359	6,0	42,7	2,3	8,2	41,3	0,025010	0,083	0,0	0,0
2022	ТКЗ-1	01.01.2022	Разведочная	7,6	7,6	0,094	0,0	2,667	5,7	3,2	2,7	5,7	1,2	0,033068	0,033	0,0	0,0
2023*				7,5	7,6	0,093	0,0	1,418	7,1	4,0	1,4	7,1	1,8	0,017588	0,051	0,0	0,0
2022	ТКЗ-17	01.03.2022	Проектная опережающая добывающая	6,7	6,8	0,083	0,0	1,987	2,0	0,4	2,0	2,0	1,2	0,024641	0,025	0,0	0,0
2023*				6,7	6,8	0,083	0,0	1,267	3,3	0,6	1,3	3,3	1,8	0,015716	0,040	0,0	0,0
2022	ТКЗ-2	01.01.2022	Разведочная	19,5	20,8	5,295	0,0	6,953	7,5	5,6	7,4	8,0	6,1	1,884867	1,885	0,0	0,0
2023*				18,7	20,5	5,079	0,0	3,560	11,1	8,3	3,9	11,9	8,7	0,965019	2,850	0,0	0,0
2022	ТКЗ-14	01.01.2022	Разведочная	2,2	3,8	0,592	0,0	0,778	0,8	41,4	1,3	1,4	42,1	0,210901	0,211	0,0	0,0
2023*				1,5	3,4	0,397	0,0	0,279	1,1	55,3	0,6	2,0	56,8	0,075520	0,286	0,0	0,0

Примечание: * - до «15» июля 2023 г.

Таблица 4.1.4-Характеристика основного фонда скважин по объекту I (горизонт М-0-3)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала эксплуатации, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных				всего	нагнетательных	всего	механизированный	газовый	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2022	0	0	0	1	1	1,656	0	0	1	1	0	0	0	9,0	12,6	0,165	0,0
2023	0	0	0	0	1	1,656	0	0	1	1	0	0	0	7,2	12,2	0,132	0,0

Таблица 4.1.5-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I (горизонт М-0-3)

Годы и пе- риоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора началь- ных извлекаемых за- пасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извле- каемых за- пасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жид- кости, тыс.т		Накопленная до- быча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жид- кости закач- кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
							всего	мех. спо- собом	всего	мех. спо- собом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
		начальных	текущих													
2022	3,168	22,6	25,2	4,6	33,0	0,067	4,4	4,4	5,9	5,9	28,8	0,0	0,0	0	0,058295	0,058
2023	1,359	9,7	14,5	6,0	42,7	0,087	2,3	2,3	8,2	8,2	41,3	0,0	0,0	0	0,025010	0,083

Таблица 4.1.6-Характеристика основного фонда скважин по объекту II (горизонт М-II)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала эксплуатации, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных				всего	нагнетательных	всего	механизированный	газовый	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2022	1	1	0	1	2	4,109	0	0	2	2	0	0	0	7,2	7,2	0,089	0,0
2023	0	0	0	0	2	4,109	0	0	2	2	0	0	0	7,1	7,2	0,088	0,0

Таблица 4.1.7-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II (горизонт М-II)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
							всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
		начальных	текущих													
2022	4,654	0,6	0,6	7,6	1,1	0,002	4,7	4,7	7,7	7,7	1,2	0,0	0,0	0	0,057709	0,058
2023	2,686	0,4	0,4	10,3	1,4	0,003	2,7	2,7	10,4	10,4	1,8	0,0	0,0	0	0,033304	0,091

Таблица 4.1.8-Характеристика основного фонда скважин по объекту III (горизонт Ю-IV-4)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала эксплуатации, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных				всего	нагнетательных	всего	механизированный	газовый	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2022	0	0	0	1	1	2,285	0	0	1	1	0	0	0	2,2	3,8	0,592	0,0
2023	0	0	0	0	1	2,285	0	0	1	1	0	0	0	1,5	3,4	0,397	0,0

Таблица 4.1.9-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту III (горизонт Ю-IV-4)

Годы и пе- риоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора началь- ных извлекаемых за- пасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извле- каемых за- пасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидко- сти, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод- нен- ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жид- кости закач- кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
							всего	мех. спо- собом	всего	мех. спо- собом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
		начальных	текущих													
2022	0,778	38,9	39,9	0,8	41,4	0,097	1,3	1,3	1,4	1,4	42,1	0,0	0,0	0	0,210901	0,211
2023	0,279	13,9	23,8	1,1	55,3	0,035	0,6	0,6	2,0	2,0	56,8	0,0	0,0	0	0,075520	0,286

Таблица 4.1.10-Характеристика основного фонда скважин по объекту IV (горизонт Ю-IV-5)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала эксплуатации, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных				всего	нагнетательных	всего	механизированный	газовый	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2022	0	0	0	1	1	2,260	0	0	1	1	0	0	0	19,5	20,8	5,295	0,0
2023	0	0	0	0	1	2,260	0	0	1	1	0	0	0	18,7	20,5	5,079	0,0

Таблица 4.1.11-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV (горизонт Ю-IV-5)

Годы и пе- риоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора началь- ных извлекаемых за- пасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извле- каемых за- пасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидко- сти, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод- нен- ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жид- кости закач- кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
							всего	мех. спо- собом	всего	мех. спо- собом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
		начальных	текущих													
2022	6,953	5,2	5,2	7,5	5,6	0,011	7,4	7,4	8,0	7,4	6,1	0,0	0,0	0	1,884867	1,885
2023	3,560	2,7	2,8	11,1	8,3	0,017	3,9	3,9	11,9	11,3	8,7	0,0	0,0	0	0,965019	2,850

Таблица 4.1.12-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Тайказан

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала эксплуатации, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных				всего	нагнетательных	всего	механизированный	газовый	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2022	1	1	0	4	5	12,741	0	0	5	5	0	0	0	9,1	10,4	1,290	0,0
2023	0	0	0	0	5	12,741	0	0	5	5	0	0	0	8,3	10,1	1,157	0,0

Таблица 4.1.13-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Тайказан

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
							всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
		начальных	текущих													
2022	15,553	1,8	1,8	20,6	2,4	0,005	17,9	17,9	23,0	22,4	13,2	0,0	0,0	0	2,211773	2,212
2023	7,883	0,9	0,9	28,5	3,3	0,007	9,6	9,6	32,6	32,0	17,8	0,0	0,0	0	1,098853	3,311

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

5.1. Цели и направление исследовательских работ

На месторождении Тайказан по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхне-екомских отложениях нижнего мела и карагансайской свите средней юры установлены 11 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-II, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 15.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям C_1+C_2 , составляют: геологические 6642 тыс. т; извлекаемые 1328 тыс.т; растворенного газа, геологические – 316 млн.м³; извлекаемые- 68 млн.м³.

Учитывая объем, выявленных на месторождении Тайказан, запасов нефти необходимо не только продолжить на месторождении разведочные работы, но приступить к подготовительным работам по пробной эксплуатации отдельных залежей.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежей, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В опережающей добывающей скважине ТКЗ-17 предусмотрено проведение опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбор керна, проведение МУО и КВД (КВУ).

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород–коллекторов.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды

исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефти, добычных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Основные виды исследовательских работ отражены в таблицах 5.1.1. и 5.1.2.

Таблица 5.1.1 - Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения

Задачи	Виды работ	Объем работ	Сроки выполнения
1	2	3	4
Обоснования геологической модели резервуара			
1. Уточнение/изучение геологической модели месторождения	Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки	7 скв	2022-2023гг
	Выделение внутри горизонтов, разобленных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов	7 скв	2022-2023гг
	Изучение природы границ продуктивных пластов	7 скв	2022-2023гг
	Обоснование модели залежи	8 скв	2022 г.
2. Стратиграфия	Проведение на кернах материала исследования на петрофизические свойства	36 м	2022 г.
3. Обоснование ВНК	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов	1 скв	2022 г.
Проведения промысловых исследований в скважинах			

4. Определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах	Индивидуальный план испытания в скважинах и проект пробной эксплуатации	1 скв	2022 г.
5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности	Метод установившихся отборов (МУО)	4 скв	2022-2023гг
	Снятие кривых восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ)	4 скв	2022-2023гг
Лабораторные и экспериментальные исследования			
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»	50 образцов	2022г.
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_p = \frac{1}{K_p}$, $\Delta T = \frac{1}{K_p}$.	50 образцов	
7. Нефтенасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_n = \frac{1}{K_v}$.	50 образцов	2022г.
8. Проницаемость	Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне.	50 образцов	2022г
9. Изучение пластового флюида	Проведение исследований пластовых свойств нефти, газа и воды.	В каждом объекте	2022г
	Проведение исследования на изучение товарных свойств нефти.		

Таблица 5.1.2 - Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации

Наименование исследовательских работ		ед. изм.	Объем работ	
1		2	4	5
Годы/периоды			2022	2023
Бурение скважин		шт.	1	
	в т.ч. опережающих добывающих	шт. (номер)	1	
	оценочных	шт. (номер)	-	
Обор керна		пог.м	36	
	в т.ч. гориз. М-II		18	
	гориз. Ю-IV-4		9	
	гориз. Ю-IV-5		9	
Испытание скважин		шт.	1	
	в т.ч. гориз. М-II	шт. (номер)	1	
	гориз. Ю-IV-4	шт. (номер)	1	
	гориз. Ю-IV-5	шт. (номер)	1	
Лабораторные исследования				

Анализ глубинных проб		скв/иссл.	1/3	
	в т.ч. гориз. М-II	скв/иссл. (номер)	1/1	
	гориз. Ю-IV-4	скв/иссл. (номер)	1/1	
	гориз. Ю-IV-5	скв/иссл. (номер)	1/1	
Анализ поверхностных проб		скв/иссл.	1/3	
	в т.ч. гориз. М-II	скв/иссл. (номер)	1/1	
	гориз. Ю-IV-4	скв/иссл. (номер)	1/1	
	гориз. Ю-IV-5	скв/иссл. (номер)	1/1	
Анализ пластовых вод		скв/иссл.	1/3	
	в т.ч. гориз. М-II	скв/иссл. (номер)	1/1	
	гориз. Ю-IV-4	скв/иссл. (номер)	1/1	
	гориз. Ю-IV-5	скв/иссл. (номер)	1/1	
Стандартный анализ керна		кол. образ- цов	50	
	в т.ч. гориз. М-II	образец (номер)	20	
	гориз. Ю-IV-4	образец (номер)	15	
	гориз. Ю-IV-5	образец (номер)	15	
Специальный анализ керна		кол. образ- цов	30	
	в т.ч. гориз. М-II	образец (номер)	10	
	гориз. Ю-IV-4	образец (номер)	10	
	гориз. Ю-IV-5	образец (номер)	10	

Отбор керна, опробование скважин и отбор проб нефти, газа и воды будет уточняться геологической службой недропользователя в процессе бурения оценочных скважин.

5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

В настоящем разделе приведен комплекс рекомендуемых исследовательских работ, направленный на получение новой и уточнение имеющейся информации по объектам пробной эксплуатации месторождения Тайказан.

В таблице 5.2.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ при пробной эксплуатации месторождения.

5.2.1. Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды

Как известно, свойства нефти в пластовых условиях по месторождению Тайказан остаются не изученными и, в рамках настоящего проектного документа, были приняты по соседним месторождениям Аксай, Южный Дошан и Северный Нуралы.

Учитывая вышеизложенное, в процессе пробной эксплуатации в обязательный и первоочередной комплекс исследований рекомендуется внести разовые отборы глубинных проб нефти (не менее 3-х проб) и проведение лабораторных исследований во всех как существующих (ТКЗ-1, ТКЗ-2, ТКЗ-13 и ТКЗ-14), так и проектной опережающей добывающей скважине (ТКЗ-17) скважинах каждого объекта пробной эксплуатации.

По результатам исследования свойств нефти в пластовых условиях недропользователю рекомендуется установить оптимальные режимы работы скважин.

Исследования глубинных проб нефти рекомендуется выполнить согласно требованиям СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава». Для этого рекомендуется отобрать не менее трех глубинных проб, по которым выполнить следующие исследования: определение PV-соотношения; однократное и дифференциальное разгазирование; определение вязкости нефти; пластовая дегазация и определение пластового композиционного состава нефти.

По выделившемуся при дегазации пробы пластовой нефти газу, рекомендуется выполнить исследования по определению основных свойств и компонентного состава, согласно требований ГОСТ 31371 (ISO 6974), ГОСТ 14920.

Периодичность отбора и изучения глубинных проб нефти и растворенного в нефти газа, согласно рекомендациям «Единые правила...» (6) – разовые из новых скважин, водимых на рассматриваемый горизонт, по переходящим – раз в два года.

Свойства нефти в поверхностных условиях, как известно, изучены лишь по 2-м пробам, отобранных из скважины ТКЗ-13 из интервалов М-0-3 горизонта. Поэтому в процессе реализации пробной эксплуатации рекомендуется продолжить изучение свойств и состава нефти в поверхностных условиях.

При исследованиях поверхностных проб рекомендуется определить плотность и вязкость нефти, содержание компонентов (асфальтенов, смол, серы, парафина), температуры застывания и вспышки, температуру начала кипения и определить фракционный состав.

Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти: разовые из новых скважин, вводимых в эксплуатацию, по переходящим – раз в год.

В процессе пробной эксплуатации в добываемой продукции ожидается присутствие воды, ввиду чего рекомендуется отобрать не менее трех проб, а также провести

лабораторные исследования по определению основных свойств (плотность, жесткость, минерализация, тип воды, кислотность и т.д.) и компонентного состава.

Периодичность отбора и исследования проб воды – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении обводненности для уточнения источника обводнения периодичность необходимо увеличить до одного раза в квартал и далее – в месяц.

5.2.2. Гидродинамические исследования

После отбора и исследования глубинных проб и определения основных параметров пластовой нефти, недропользователю рекомендуется на скважинах установить оптимальные режимы работы скважин, при этом не допуская снижение забойного давления добывающих скважин ниже давления насыщения нефти газом.

В процессе пробной эксплуатации ожидается, что все скважины будут эксплуатироваться механизированным способом добычи. Скважины рекомендуется эксплуатировать по следующему установленному графику: в течение трех месяцев после ввода поддерживать эксплуатацию скважины на одном режиме (диаметр штангера, число оборотов, число качаний, длина хода и т.д.) с постоянным замером забойного давления (в случае невозможности – замеры динамических уровней), а на четвертый месяц – останавливается для регистрации восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ). В последующие месяцы цикл повторяется до конца пробной эксплуатации, но, только изменяется режим работы скважины. В этот период будут проводиться другие исследовательские работы (отбор и исследование глубинных и поверхностных проб флюидов, геофизические исследования скважин в колонне и т.д.).

В результате гидродинамических исследований необходимо определить пластовые и забойные давления, фильтрационно-емкостные и продуктивные характеристики скважин и пластов.

Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежедневно. Замеры обводненности добываемой продукции следует проводить с периодичностью не реже одного раза в неделю и при увеличении – раз в сутки.

Ввиду того, что свойства нефти в пластовых условиях остаются не изученными, при вводе скважин в пробную эксплуатацию рекомендуется провести индивидуальные разовые тестовые замеры газового фактора в каждой скважине и уточнить его величину. Замеры промыслового газового фактора рекомендуется производить согласно требованиям п. 335 «Единые правила...» (6), не реже одного раза в год, при условиях, когда пластовое и забойное давление больше давления насыщения нефти газом.

В обязательный комплекс исследований рекомендуется внести специальные гидродинамические режимные исследования по определению изменения коэффициента продуктивности скважин при эксплуатации с забойными давлениями ниже достоверно установленного по результатам отбора и исследований глубинных проб нефти давления насыщения нефти газом. Исследования рекомендуется провести не менее чем на трех режимах, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом; при оставшихся двух режимах – забойные давления снижаются ниже давления насыщения нефти газом. При каждом режиме необходимо замерить дебит нефти, воды и газа, коэффициент продуктивности, забойное давление.

Также на одной из скважин рекомендуется проведение разовых режимных (не менее трех режимов) гидродинамических исследований по определению приемистости коллекторов, при котором обязательно замеряются: расход (приемистость) закачиваемого агента; устьевое давление нагнетания; параметры закачиваемого агента (плотность, вязкость, химический состав и т.д.).

5.2.3. Геофизические исследования в колонне

Геофизические исследования скважин и пластов в процессе реализации пробной эксплуатации будут проводиться по мере необходимости. При проведении ГТМ или изменении (оптимизации) режима работы скважины, исследования рекомендуется проводить до и после.

Основными видами исследований в период пробной эксплуатации будут являться: определение герметичности колонны; определение работающих пластов и характера поступающей жидкости; оценка текущей нефтенасыщенности пластов и контроль за положением водонефтяного контакта.

Таблица 5.2.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного, трубного и затрубного давления	Ежесуточно
2	Определение обводненности продукции	Еженедельно, при увеличении - ежесуточно
3	Определение газового фактора	При вводе скважин в пробную эксплуатацию индивидуальные разовые тестовые замеры. Один раз в год при $P_{пл}$ и $P_z > P_{нас}$, не реже одного раза в квартал - при $P_z < P_{нас}$ и не реже одного раза в месяц - при $P_{пл} < P_{нас}$
4	Определение пластового давления (замер статического уровня)	Не реже одного раза в полугодие
5	Определение забойного давления (замер динамического уровня)	Не реже одного раза в квартал. При установленном забойном манометре – ежесуточно
6	Гидродинамические исследование МУО	Не реже одного раза в полугодие. Скважины будут эксплуатироваться каждые три месяца на различных режимах
7	Гидродинамические исследование методом регистрации КВД и/или КВУ	Не реже одного раза в полугодие. Скважины будут эксплуатироваться каждые три месяца на различных режимах и после каждого режима будет регистрироваться кривая восстановления давления или уровня
8	Геофизические исследования по определению профиля притока, технического состояния скважины, источников и интервалов обводнения пластов	Обязательные разовые исследования при вводе в эксплуатацию из бурения проектной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17. В процессе пробной эксплуатации - по мере необходимости
9	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ свойств нефти и газа	Глубинные пробы: разовые исследования при вводе в эксплуатацию из бурения проектной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17, по всем существующим – разовые. Поверхностные пробы - раз в год из каждой скважины.
10	Отбор проб и химический анализ пластовой воды	При наличии воды в продукции скважины - один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении – периодичность рекомендуется увеличить
11	Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. В процессе пробной эксплуатации - по мере необходимости
12	Гидродинамические режимные исследования по определению приемистости коллекторов	Разовые исследования по определению приемистости коллекторов в одной из скважин

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Целью данного раздела является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

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

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная возможность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля в период пробной эксплуатации месторождения Тайказан, основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

Продолжительность пробной эксплуатации составляет не полных **19 месяцев** – с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг.

В пробную эксплуатацию из консервации будут введены существующие скважины ТКЗ-13, ТКЗ-1, ТКЗ-14, ТКЗ-2. Скважина ТКЗ-17, опережающая добывающая, будет вводиться в пробную эксплуатацию с 01 марта 2022 года.

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции скважин представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1- Показатели эксплуатации скважин

Скважина	Способ эксплуатации	Показатели	Годы	
			01.01.2022	15.07.2023
ТКЗ-2	Механизированный	Ввод скважин	01.01.2022	15.07.2023
		Дебит по жидкости т/сут.	20,8	20,5
		Средняя обводненность, %	6,1	8,7
ТКЗ-13	Механизированный	Ввод скважин	01.01.2022	15.07.2023
		Дебит по жидкости т/сут.	12,6	12,2
		Средняя обводненность, %	28,8	41,3
ТКЗ-1	Механизированный	Ввод скважин	01.01.2022	15.07.2023
		Дебит по жидкости т/сут.	7,6	7,5
		Средняя обводненность, %	1,2	1,8
ТКЗ-14	Механизированный	Ввод скважин	01.01.2022	15.07.2023
		Дебит по жидкости т/сут.	3,8	3,4
		Средняя обводненность, %	42,1	56,8
ТКЗ-17	Механизированный	Ввод скважин	01.03.2022	15.07.2023
		Дебит по жидкости т/сут.	6,7	6,7
		Средняя обводненность, %	1,2	1,8

Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

Нефти в поверхностных условиях горизонтов М-0-3 М-II можно характеризовать как малосернистая, смолистая, парафинистая. По вязкости - маловязкой.

Нефти горизонта Ю-IV легкие, относятся к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

По месторождению Тайказан скважины ТКЗ-2, ТКЗ-13, ТКЗ-1, ТКЗ-14 и ТКЗ-17 предусматривается эксплуатировать механизированным способом.

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,51 мм.

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности:

Плунжерные штанговые насосные установки (ПШНУ)

Область эффективного применения стандартных плунжерных насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает 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 остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.
2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;
- Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при

наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура - до 130 °С;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

В таблице 6.1.2 приведена требуемая мощность для работы ПШНУ.

Таблица 6.1.2- требуемая мощность для работы ПШНУ

Паспортная мощность Эл.двиг-я кВт	$\cos\phi$	Среднепотребляемая мощность Эл.двигателя кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги А.	Ток потребления при спуске штанги А.
30	0,84	22	44	33

Винтовые насосные установки (ВНУ)

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья ВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, устьевой обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование ВНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока, рисунок 6.1.1.

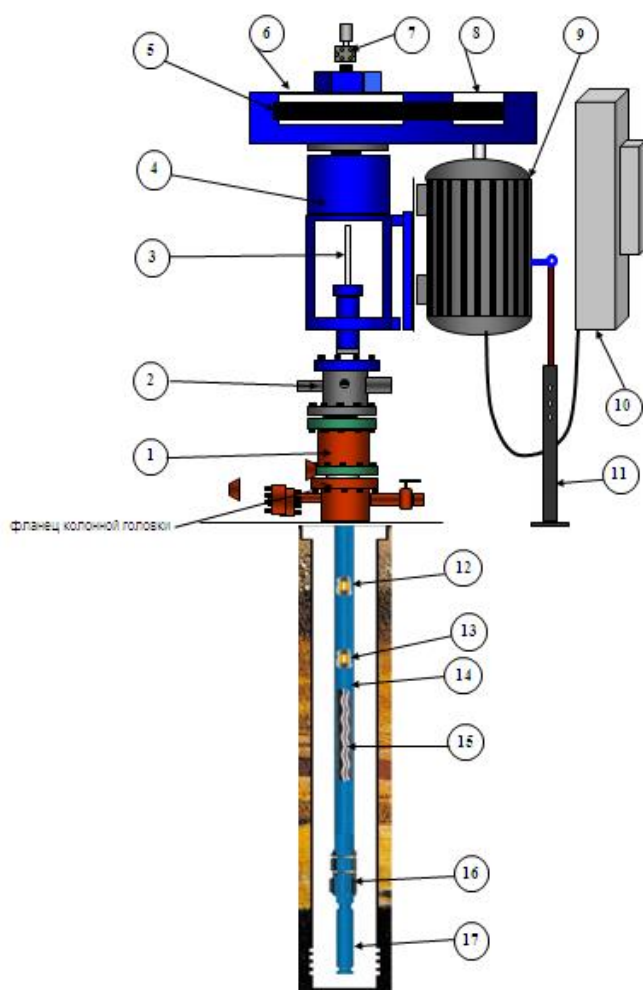


Рисунок 6.1.1 - Конструкция винтового насоса

1	Переводная катушка
2	Превентор
3	Полированный шток
4	Рама привода
5	Ремень привода
6	Шкив привода
7	Зажим полированного штока
8	Шкив двигателя
9	Двигатель
10	Станция управления с ПЧ
11	Стойка под двигатель
12	Центратор ЦВН
13	Колонна насосных штанг
14	Статор винтового насоса
15	Ротор винтового насоса
16	Якорное устройство
17	Якорь газопесочный

Приводом ВНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устьевые приводы ВНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колонных штанг.

Приводом ВНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин ВНУ оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы ВНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Производительность насоса колеблется в пределах от 7 до 700 м³/сутки. Напор насоса достигает до 3500м.

Условия выбора ВНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. 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 его повреждению 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 - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая 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 глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

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

Электроцентробежные насосные установки

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;

- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;

- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;

- погружной электродвигатель (ПЭД).

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

Способ эксплуатации скважин УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ШГН имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки УЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий, может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод сырого газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управлением электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

Также следует добавить, что, выбранное оборудование должно обеспечить отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в проекте.

Плунжерный лифт

Устье скважин установок с плунжерным лифтом оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы — верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жёсткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан

открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяется на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промышленной практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;
- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;
- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы, получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерного лифтов с управлением циклов предназначены для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м³/сут, при газовом факторе более 200 м³/м³. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В

зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- плунжер типа «летающий клапан»;
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механический не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их не цилиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятию кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Учитывая коллекторские свойства пласта, физико-химические свойства добываемого флюида при эксплуатации скважин и наземного оборудования промысла на месторождении Тайказан, возможны следующие осложнения:

- коррозия скважинного и наземного оборудования;

Также в парафинистой нефти при высоком пороге температуры происходит кристаллизация парафина, возможны отложения парафина во внутрискважинном и наземном оборудовании.

6.2.1. Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями

Понижение температуры нефти до точки насыщения нефти парафином может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов. Для борьбы с парафиноотложениями, существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозировочными насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для устранения образовавшихся на поверхности НКТ и выкидных линиях отложений рекомендуется проводить профилактические обработки горячей нефтью.

Для депарафинизации скважин могут быть использованы агрегаты типа АДПН-12/150-У1.

Для разработки рекомендаций по удалению образовавшихся отложений необходимо отобрать пробы АСПО и провести специальные лабораторные исследования по определению компонентного состава.

6.2.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Флюиды, добываемые на месторождении, можно оценить как коррозионно-агрессивные, которые в присутствии воды могут вызвать: коррозионное межкристаллитное растрескивание аустенитных и мартенситных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородом индуцированное растрескивание (ВИР), язвенную коррозию УС под действием CO_2 , коррозионную эрозию, щелевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, штуцера и др.) и т.д.

Поэтому одним из осложнений в работе возникших во время эксплуатации скважин, возможно, будет образование коррозионно-активной эмульсии, которая будет, увеличиваясь по мере увеличения обводненности продукции скважин.

Агрессивные пластовые воды во время эксплуатации скважины окажут негативные необратимые последствия на целостность эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), тем самым, создадут предпосылки для аварийных ситуаций.

Как показывает производственная практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для предотвращения наружной коррозии обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Необходимо рассмотреть возможность применения НКТ, выкидных линии, запорной арматуры, резервуаров системы сбора и подготовки нефти в антикоррозионном исполнении.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем

производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

Обводненность

Из опыта разработки других месторождений, обводненность продукции, где нет системы поддержания пластового давления, имеет место из-за подтягивания подошвенных вод или из-за некачественного цементирования, как следствие, притоков как с вышележащих водоносных горизонтов, так и с нижележащих.

В процессе пробной эксплуатации месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проводить исследования на определение причин обводнения. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

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

С учетом условий эксплуатации месторождения, прогнозируемой динамики добычи нефти и газа, способа эксплуатации и устьевых давлений добывающих скважин, состава и

свойств нефти и газа, а также охраны окружающей среды принимаются следующие требования к системе сбора и подготовки продукции скважин:

- обеспечение требуемого качества товарной продукции в соответствии с существующими стандартами;
- рациональное укрупнение и централизация технологических объектов с использованием новой техники и блочных конструкций;
- максимальное сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- охрана природы и недр, исключая загрязнение окружающей среды;
- оптимизация всех звеньев промыслового сбора и транспорта нефти и газа.

В настоящее время на месторождении Тайказан отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки сырого газа, в связи с этим рассматриваются следующие варианты:

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем, замерным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии и факельной установкой (с встроенной дежурной горелкой).

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу подается на устьевой нагреватель УН-02. После подогрева нефтегазовый поток поступает в замерной сепаратор, где происходит основной процесс отделения нефтяной эмульсии и газа. Нефтяная эмульсия затем через расходомер жидкости поступает в накопительную емкость.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, частично направляется для потребности Устьевого нагревателя УН-02, далее, остаток газа сжигается на дежурной факельной установке.

Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

На этапе пробной эксплуатации, транспорт нефтяной эмульсии будет осуществляться автоцистерной, согласно договорам, заключенных между Недропользователем и потребителями.

Ремонтное и аварийное опорожнение трубопроводов и оборудования осуществляются в дренажную емкость.

На рисунке 6.3.1. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации

месторождения.

Система сбора продукции скважин, с 01 января 2022 года по 15 июля 2023 года, включает основные компоненты, такие как:

1. Устьевой нагреватель УН-02 – 5 ед.
2. Замерной сепаратор ($V-4\text{м}^3$) – 5 ед. Производительность по газу – $220000\text{м}^3/\text{сутки}$; Рабочее давление 4964 кПа; Допустимая температура жидкости 50°C .
3. Узел учета нефтяной эмульсии УУН – 5 ед. Производительность расходомера по нефти, в диапазоне от $0-1,5\text{м}^3/\text{час}$. Р-0,5МПа;
4. Узел учета газа УУГ – 5 ед. Диапазон измерений по газу от 0 до $65\text{ м}^3/\text{час}$;
5. Накопительная емкость НЕ-50 (для сбора нефти $V-50\text{м}^3$) – 10 ед.
6. Авто наливная система налива – 5 ед.
7. Насос шестерённый - 5 ед.
8. Дежурная факельная установка – 5 ед.
9. Емкость дренажная ($V-25\text{м}^3$) – 5 ед.
10. Дизельная электростанция ДЭС 100кВт /125кВа-5 ед.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Ремонтное и аварийное опорожнение нефтетрубопроводов и оборудования осуществляются в автоцистерну агрегатом или вакуумной автоцистерной.

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти, с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении, будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутрипромыслового сбора продукции на промышленную эксплуатацию, будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки по нижеследующим параметрам:

По жидкости 17,9 тыс.т/год.

По нефти 15,5 тыс.т/год.

По газу 2,2 млн. $\text{м}^3/\text{год}$.

Необходимо понимать, что данные мероприятия, представленные в отчете, рассматриваются на период пробной эксплуатации месторождения, фактические данные за данный проектный период могут изменяться.

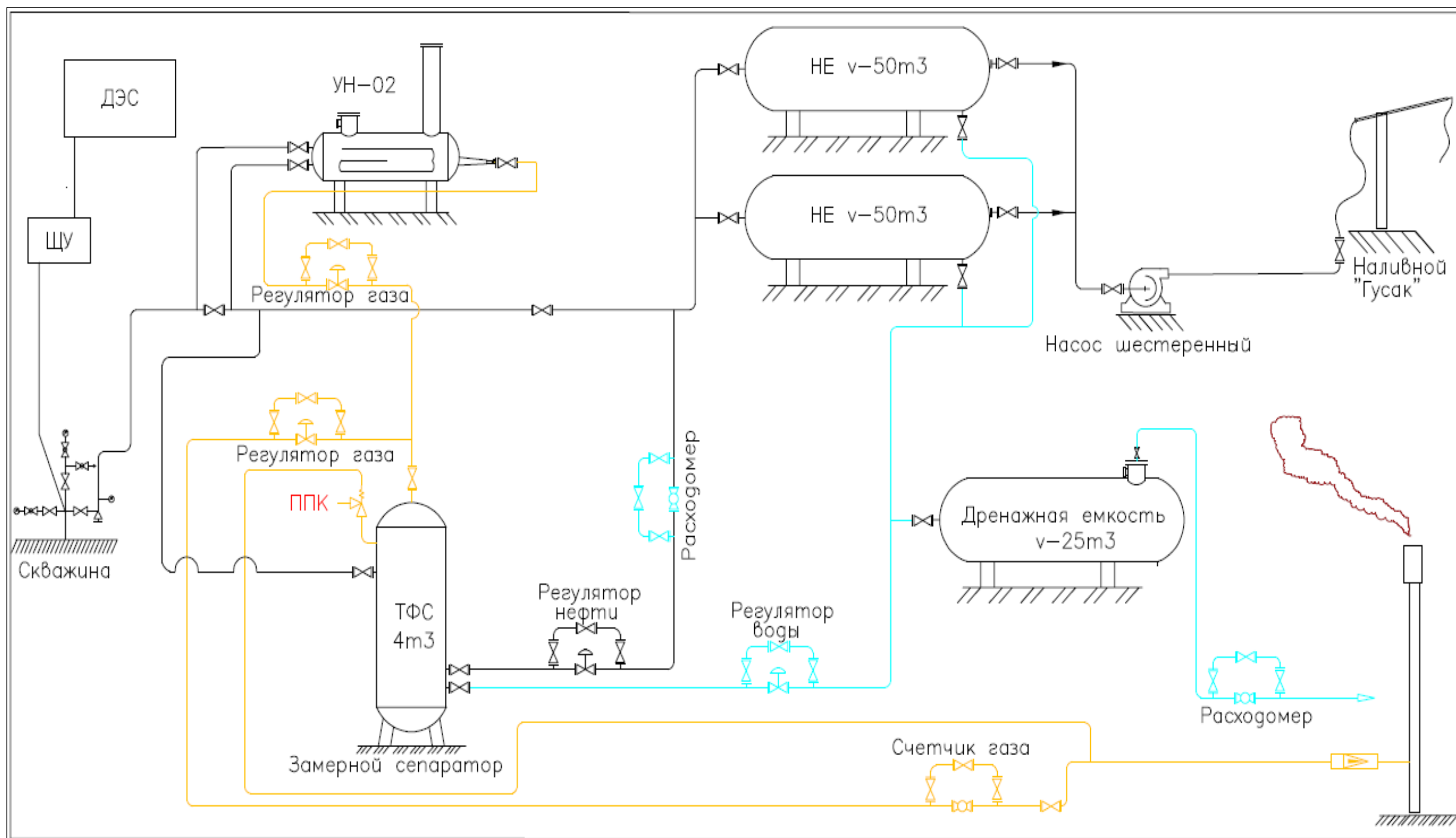


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважине на период пробной эксплуатации месторождения Тайказан на период 01.01.2022 по 15.07.2023 гг.

6.4. Программа утилизации газа

Утилизация сырого газа на период пробной эксплуатации месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки сырого газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Основной задачей нормирования газа является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

По мере сбора информации и по результатам пробной эксплуатации будут уточняться вопросы дальнейшего развития переработки добываемого газа.

На месторождении Тайказан часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды, в качестве топлива на подогрев нефтяной эмульсии при сборе нефтяной эмульсии. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой нагреватель УН-02, предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции на этапе пробной эксплуатации основным объектом потребления газа на месторождении является:

Устьевой нагреватель УН-02–5 единиц. Расход газа по скважинам месторождения Тайказан, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м³/час. В таблице 6.4.1 приведены основные технические данные УН-02.

Таблицы 6.4.1. Основные технические данные УН-02

Номинальная тепловая мощность, кВт (Гкал/час)	200 (0,2)
Производительность по нагреваемому продукту, т/сут	125т/сут
Давление нефти, МПа	1,6
Давление топливного газа перед горелкой, кПа	минимальное 30
	максимальное 70
Номинальный расход топлива, м ³ /ч	25
Температура нефти, °С	на входе в нагреватель, не менее +20
	на выходе из нагревателя, в пределах +70

Объем технологически неизбежного сжигания газа при ПЭ месторождения Тайказан, необходимо рассчитать в соответствии с действующей «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года за №164.

Согласно главе 4 данной вышеуказанной методики, а именно «Расчета нормативов и объемов сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения»:

Нормативы и объемы сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения (VIV) рассчитываются исходя из суммы нормативов и суммы объемов сжигания сырого газа по каждой действующей скважине по следующим формулам:

$$V_{IV} = Q_{\text{проб.экс.}},$$

где:

V_{IV} - норматив и объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м^3 ;

$Q_{\text{проб.экс.}}$ - суммарный норматив и суммарный объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м^3 .

$$Q_{\text{проб.экс.}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_n, \quad (6)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины в период пробной эксплуатации месторождения, м^3 ;

$1, 2, 3, \dots, n$ - действующие скважины.

Норматив и объем сжигания сырого газа по каждой действующей нефтяной, газонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоконденсатной и газоконденсатно-нефтяной скважине при пробной эксплуатации месторождения рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = D \times \Gamma_f \times T,$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м^3 ;

$1, 2, 3, \dots, n$ - действующие скважины;

D - дебит скважин (объем добытой нефти за одни сутки), т/сут. ;

Γ_f - газовый фактор (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти), $\text{м}^3/\text{т}$;

T - период пробной эксплуатации (количество дней).

Фактический объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения не должен превышать нормативный объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения (VIV).

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа.

Во исполнение законодательных требований на месторождение планируется использование устьевого нагревателя УН-02.

Таблица 6.4.2. Количество и источники потребления сырого газа на период пробной эксплуатации

Наименование оборудования	Количество печей, ед.		Расход газа на 1 ед., м³/час
	2022 г.	2023 г.	
эксплуатация УН-02 (всего)	5	5	
-на скважине ТКЗ-2	1	1	25
-на скважине ТКЗ-13	1	1	25
-на скважине ТКЗ-1	1	1	25
-на скважине ТКЗ-14	1	1	25
-на скважине ТКЗ-17	1	1	25

В соответствии с предложенными в данном проектом документе технологическими показателями пробной эксплуатации, отработанное время скважин с учетом коэффициента эксплуатации будет выглядеть следующим образом, как представлено в таблице 6.4.3.

Таблица 6.4.3. Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации

Наименование показателей	Единица измерения	Годы	
		2022 г.	2023 г.
Количество отработанного скважинами времени в году:	сут	1715	950
-на скважине ТКЗ-2	""	356	190
-на скважине ТКЗ-13	""	353	190
-на скважине ТКЗ-1	""	353	190
-на скважине ТКЗ-14	""	356	190
-на скважине ТКЗ-17	""	297	190

Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевых нагревателей в период осуществления пробной эксплуатации с 01.01.2022 по 15.07.2023 гг. представлен в таблице 6.4.4.

Таблица 6.4.4. Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевых нагревателей в период пробной эксплуатации

Наименование показателей	Единица измерения	Годы	
		2022 г.	2023 г.
Суммарная потребность в сыром газе на период пробной эксплуатации	тыс. м³	1029	570
-на скважине ТКЗ-2	тыс. м³	213,6	114
-на скважине ТКЗ-13	тыс. м³	211,8	114
-на скважине ТКЗ-1	тыс. м³	211,8	114
-на скважине ТКЗ-14	тыс. м³	213,6	114
-на скважине ТКЗ-17	тыс. м³	178,2	114

Таким образом, объемы сырого газа, которые потребуются на собственные технологические нужды в 2022 г. – 1029 тыс. м³/год и в 2023г. – 570 тыс. м³/год.

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации, представлен баланс сырого газа месторождения Тайказан, на период с 01.01.2022

по 15.07.2023 гг., представлен в таблице 6.4.5. Расчетный объем сжигаемого сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV}=V_1-V^1_1, \text{ где:}$$

V_{IV} – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн.м³;

V_1 – объем добытого сырого газа, млн.м³;

V^1_1 – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

Таблица 6.4.5. Баланс сырого газа месторождения Тайказан в период пробной эксплуатации с 01.01.2022 по 15.07.2023 гг.

Годы	Добыча попутного газа, млн.м ³	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн.м ³ /год	Сжигание сырого газа на факеле, млн.м ³ /год	Объем утилизации газа, %
2022	2,2118	1,0290	1,1828	46,5
2023	1,0989	0,5700	0,5289	51,9

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период 01.01.2022 г. по 15.07.2023 г. будет частично использоваться на собственные нужды, а оставшийся сырой газ планируется направлять на дежурные факельные установки, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии.

6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.

В рамках настоящего проектного документа закачка воды или других агентов в продуктивные пласты не предусматривается.

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

7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1. Требования к конструкциям скважин

На месторождении Тайказан в процессе пробной эксплуатации предусмотрено бурение проектной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17 в 2022 году.

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Тайказан и их назначения.

Накопленный опыт строительства вертикальных скважин на месторождении без аварий и осложнений, позволяет говорить о правильно подобранной конструкции ранее пробуренных разведочных скважин, соответствующей горно-геологическим условиям.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противобросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения скважин на месторождении Тайказан и в соответствии с «Едиными правилами...» (6), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая конструкция проектных вертикальных оценочных скважин:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 490,0 мм, спускается колонна диаметром 425,5 мм на глубину 10 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается дивертор. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 324 мм, спускается колонна диаметром 324 мм на глубину 250 м.** Направление устанавливается с целью

предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Техническая колонна разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 850 м.** Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктором цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 2100+-250 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция проектной добывающей скважины

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	490,0	425,5	10	Д	0,0
Кондуктор	393,7	324,0	70	Д	0,0
Техническая колонна	295,3	244,5	650	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2100(+/-250)	Д	0,0

7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы:

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-CC-100 с плотностью 1,85-1,90 г/см³;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор удельным весом 1,14 г/см³, буферной жидкости – 1,02 г/см³.

7.1.3. Требования к производству буровых работ

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее

200-300 т, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, руководящему документу и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

В случае необходимости отбора керна, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

В пределах рассматриваемой территорий в ранее пробуренных скважинах осложнений при проводке ствола типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватах бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают по результатам геофизических исследований скважины в открытом стволе. Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типу и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке группового технического проекта на строительство оценочных скважин. Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в групповом техническом проекте на строительство оценочных скважин.

7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления с содержанием углекислого газа (CO₂) в нефти 1,7 %.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глины;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки

химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявление, сужение ствола скважины, поглощение бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий: принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины; наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Исходя из опыта бурения скважин на месторождении Тайказан, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие типы буровых растворов:

- ✓ под кондуктор – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- ✓ под техническую колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- ✓ под эксплуатационную колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,12-1,14 г/см³.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин и корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO_3 , KCl , K_2O_3), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Так как флюиды продуктивных пластов содержат CO_2 , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-17 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по

проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более $1/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более $1/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

На месторождении Тайказан по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхне-еокомских отложениях нижнего мела и карагансайской свите средней юры установлены 11 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-II, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 15.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям C_1+C_2 , составляют: геологические 6642 тыс. т; извлекаемые 1328 тыс.т; растворенного газа, геологические – 315 млн.м³; извлекаемые- 68 млн.м³.

Запасы нефти, оцененные по категории C_2 приходятся почти на все продуктивные горизонты (кроме горизонта М-0-3). Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добычных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Все эти задачи могут быть решены в ходе оценочного разбуривания, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керна и проб флюидов, о чем было отмечено в постановляющей части Протокола рассмотрения ГКЗ РК «Отчёта по оперативному подсчёту запасов ...», (Протокол № 2336-21-П от 22 июля 2021 г., пункт 3.2), в частности там было сказано:

Недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- при бурении скважин отобрать и провести исследования на керне продуктивных горизонтов, с выполнением стандартного и специального комплексов исследований;
- продолжить отбор флюидов (нефть, вода) в поверхностных и в пластовых условиях с целью уточнения физико-химических свойств;
- доразведать запасы, оцененные по категории C_2 , с целью перевода в C_1 ;
- проводить гидродинамические исследования в скважинах.

Учитывая объем, выявленных на месторождении Тайказан, запасов нефти необходимо не только продолжить на месторождении разведочные работы, но приступить к

подготовительным работам по пробной эксплуатации отдельных залежей.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежей, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Последняя задача касается всех выявленных залежей.

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

1. Бурение одной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17 в пределах северного блока южнее пробуренной скважины ТКЗ-2.

В проектной опережающей добывающей скважине ТКЗ-17 предусмотрено проведение опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбор керна, проведение МУО и КВД (КВУ).

Также в проектной опережающей добывающей предусмотрено сопровождение бурения с ГТИ от 50 метров.

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород-коллекторов.

Технология отбора керна должна обеспечить высокий вынос слабосцементированных песчаников, песков, для чего потребуются ограничение и кратковременное прекращение промывки скважины в процессе отбора и подъема керна, уменьшение интервалов отбора, применение разъемных колонковых труб и др.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра

пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефти, добычных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить одну опережающую добывающую скважину (ТКЗ-17). В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добычных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного подсчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. Охрана атмосферного воздуха

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, которое будет применяться на месторождениях.

1. Печи подогрева нефти (продукты горения).
2. Резервуары (испарения).
3. Аппараты (испарения от буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов).
4. Газотурбинные двигатели (продукты горения).
5. Котлы котельных (продукты горения).
6. Факельные системы (продукты горения).

Предусмотрены следующие мероприятия по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- работа печей, котлов и газотурбинных двигателей полностью автоматизирована, с установлением контроля за параметрами в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи газа и отвода дымовых газов со 100% контролем соединений;
- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- разработка и внедрение специальных устройств факельного горения, которое снизит выбросы вредных веществ из факелов на 15%;
- ликвидация земляных нефтехранилищ (очистка замазученных территорий);
- постоянное совершенствование технологии добычи, подготовки и транспорта нефти и газа, в соответствии с требованиями охраны окружающей среды.
- внедрение уравнительной системы при сливе нефтепродуктов из автоцистерны в резервуар;
- при сливе нефтепродуктов не производить заправку автомобилей;
- не допускать проливов топлива на территорию лагеря;
- соблюдение техники безопасности при работе с горюче-смазочными материалами.

Санитарно-защитная зона

Санитарно-защитная зона создается на участке между границей объектов с источниками выбросов вредных веществ до жилой застройки. Размер санитарно-защитной зоны принят 300-1000м согласно СН и проверен расчетом по ОДН-3б. На границе санитарно-

защитной зоны концентрация всех выбросов меньше ПДК. В санитарно-защитной зоне в границах площадок сооружений производится благоустройство и озеленение.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Источниками, влияющими на качество воздуха на месторождении Тайказан, являются буровое и нефтепромысловое оборудование (сепаратор, насосы, отстойник, резервуары и т. п.). Преобладающими загрязняющими веществами из этих источников являются сернистый газ, оксиды азота, монооксид углерода, несгоревшие углеводороды и твердые частицы.

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100% контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

9.2. Охрана почвы

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова происходит эрозия почв, дефляция, криогенез.

Грунты месторождения представлены глинистыми и песчаными фракциями, суглинок легкий, песок разнозернистый, глина пылеватая и песчанистая.

Основные мероприятия по охране почвы:

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспорта нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;

- валовка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения излива на рельеф;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2-1,8м;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.
- не допускать разливов ГСМ;
- соблюдать технику пожарной безопасности;
- осуществлять мониторинговые наблюдения за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

9.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, пром. площадки предприятий, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Источниками водоснабжения, для хозяйственных нужд и технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений. Их минерализация не превышает 1-1,2 г/л. Воды удовлетворяют ГОСТ 2874-82.

Возможность использования воды согласуется с Облсанэпидемстанцией.

В целях охраны надземных вод в районе размещения водозабора предусматривается санитарная охранная зона для предотвращения бактериального и химического загрязнения надземных вод. В связи с тем, что продуктивные водоносные горизонты надежно защищены мощной глинисто-мергелистой толщей, для этих вод согласно СН и П 2.04.02-84 достаточно установить 2 пояса охраны.

Первый пояс – зона строгого режима, второй пояс – зона ограничений. Первый пояс включает в себя участок водозабора и территорию, ограниченную радиусом в 30м от крайних скважин водозабора. При этом зона санитарной охраны технического водозабора распространяется на значительную часть месторождения. В пределах второго пояса

запрещаются работы в недрах (сброс и захоронения сточных вод), не допускаются сооружения объектов, представляющих опасность с точки зрения загрязнения подземных вод; требуется регулировать все строительные работы и запрещается производить работы, нарушающие защитный слой.

Учитывая большую мощность покровных глин, можно считать, что водоносные горизонты достаточно надежно защищены от падения загрязнений с поверхности земли. Наибольшую опасность представляет некачественная изоляция водоносных горизонтов при бурении скважин; нарушение целостности скважин, цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников. В связи с этим необходимо провести специальное исследование изменения качества вод продуктивных водоносных горизонтов сезона и турона при случайных утечках из нефтяных скважин, также выполнить исследования влияния на состояние скважин таких факторов, как возможные посадки толщи пород, качество закачиваемых вод.

Основные требования к охране подземных вод сводятся к следующим мероприятиям:

- качественное выполнение нефтедобывающих и нагнетательных скважин и поддержание требуемого их состояния в течение всего периода разработки месторождения;
- надежная изоляция амбаров, хранилищ отходов и прочих с применением экологически чистых и дешевых материалов (например, изопласт);
- организация мониторинга пресных подземных вод с обязательным наблюдением за водоотбором из эксплуатационных скважин, уровнями подземных вод и их качеством.

Техническая вода от площадки водозабора по водоводам поступает на производственно-хозяйственные нужды. Основными сточными водами в промысле являются производственно-ливневые стоки от технологических площадок и насосных блоков.

9.4. Охрана недр

Загрязнение недр и нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности и т.д. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю промысла.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений являются разработка и выполнение профилактических и организационных мер.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных

месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов, и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовостанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации.
- обеспечение максимальной герметичности подземного и надземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукции необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки транспорта и хранения нефти;
- контроль за разработкой месторождения.

На месторождении Тайказан при бурении скважин были соблюдены все требования по охране недр и окружающей среды.

9.5. Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства эксплуатационных скважин.

Для предотвращения потравы диких и домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

При проведении нефтедобычи необходимо 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.

9.6. Радиационная безопасность

При бурении скважины не ожидается вскрытие и разбуривание радиоактивных пород, шлам которых выносится из скважины буровым раствором и сбрасывается в контейнеры и вызвал бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Не ожидается также вскрытие пластов с пластовым флюидом (нефть, конденсат, вода, газ) содержащим радиоактивные вещества, поступление которых из скважины в процессе строительства её вызвало бы загрязнение окружающей среды. В целях попутного поиска радиоактивных руд предусматривается в обязательном комплексе геофизических исследований скважины- радиокаротаж РК, который дает радиационную характеристику всего разреза скважины.

В случае (по данным РК) вскрытия и разбуривания горных пород или пластов с пластовым флюидом с повышенной радиоактивностью, предусматривается произвести отбор шлама или керна горных пород из интервала с повышенной радиоактивностью, бурового раствора на выходе из скважины, из приемной емкости или пластового флюида для анализа на содержание радионуклидов в них. В случае поступления из скважины, по результатам анализа бурового раствора, шлама, пластового флюида с удельной радиоактивностью (по нормам радиоактивной безопасности НРБ-99) свыше:

- для шлама (твердые частицы выбуренной породы) (НРБ-99 п. 9.5)
 - 2×10^{-6} Ки/кг бета- активных веществ
 - 1×10^{-7} Г/экв. радия/кг для гамма-активных веществ
 - 2×10^{-7} Ки/кг для альфа-активных веществ
- для бурового раствора, нефти, конденсата (жидкие вещества)

1×10^{-5} Ки/л (НРБ-76/87 п. 9.4.)

- для газа (по гелию- 135) 7×10^{-1} Ки/л (НРБ-99 п.8.4) предусматривается дальнейшие работы по строительству скважины производить с соблюдением «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-99) «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-85)» и «Инструкции радиоактивной безопасности», разработанной заказчиком и согласованной с обл.СЭС с учетом спецификации работ по строительству скважин, конкретных условий производства работ;
- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитные и наблюдательные зоны, размеры которых устанавливаются по согласованию с СЭС в зависимости от степени радиоактивности от поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения радиоактивных выбросов в атмосферу;
- при наличии пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) (в настоящее время вопрос о строительстве этих пунктов решается Республиканскими органами) сброс шлама производить в спецконтейнеры. До решения вопроса с ПЗРО шлам собирать в контейнер и хранить в нем с последующим вывозом на ПЗРО. Жидкие отходы собирать и хранить в контейнерах до естественного испарения жидкой среды;
- Контейнеры (огражденные), обозначить знаками радиационной опасности;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- ежемесячно, силами дозиметрической партии производить замеры радиоактивной загрязненности бурового раствора, шлама, пластового флюида, бурильных, насосно-компрессорных труб, бурового оборудования, водовода, воздуха рабочей зоны и выдавать конкретные санитарно-гигиенические рекомендации по снижению доз облучения, получаемых членами буровой бригады;
- установить предельную дозу облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не работающих с источниками ионизированного излучения, но которые по размещению их рабочих мест могут подвергаться воздействию радиоактивных веществ (НРБ-99 п.28, введение); 0,5 БЭР за календарный год или допустимую мощность внешнего излучения в 0,24 м БЭР/час за 2000 часов в год после начала поступления из скважины веществ содержащих радионуклиды (категория Б);

- установить предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения - 0,0001 МК Ки/год (т.8,2 НРБ);
- установить допустимый уровень загрязнения поверхности:
 кожный покров - 1 альфа част/см² мин.; 100 бета част/см² мин.
 спецодежда - 5 -"- -"- 600 -"-
 оборудование - 5 -"- -"- 2000 -"-
- ежедневно места попадания веществ из скважины, содержащих радионуклиды, т.е. полы вышко-лебедочного блока, площадка под этим блоком, ротор, бурильные трубы должны быть омыты технической водой (с добавкой соды 10 г на 1 л воды), со сбросом сточных вод в спецконтейнер с разбавлением их в 10 раз (п.9.7. НРБ-99);
- перед сдачей вахты, спецодежда должна быть проверена на степень загрязненности, один раз в неделю должна стираться со сбором грязной воды, разбавленной в 10 раз. Спецодежда, загрязненная сверх нормы, подлежит уничтожению;
- после сдачи вахты все члены буровой бригады должны принять душ;
- работу с пылевидными материалами в пределах буровой площадки производить в респираторах или применяя другие средства индивидуальной защиты;
- буровой инструмент, трубы, отдельные агрегаты бурового оборудования, загрязненные сверх допустимой нормы, подвергаются дезактивации раствором состава едкий натр - 10 г, Трилон -Б- 10 г, вода 1 литр или другими щелочными растворами со сбросом продуктов дезактивации в спецконтейнер с разбавлением в 10 раз. Если после дезактивации загрязненность осталась сверх нормы, буровой инструмент, трубы, агрегаты бур. оборудования подлежат замене и отправке на полигон захоронения.

Мероприятия по радиационной безопасности

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

На месторождении необходимо продолжать постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб и др. При обнаружении радиоактивных отходов (твердых и жидких) складировать их на полигоне сбора и временного хранения.

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 относятся:

- 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.

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.

При возникновении аварийных ситуаций предприятие обязано провести следующие мероприятия:

- ликвидировать (засушливость, перекрыть) источник разлива нефти;
- оценить объем происшествие разлива и оптимальной способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение:
- собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации;
- по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.

Вывод:

Результаты мониторинговых исследований показали, что в период деятельности ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» на месторождении Тайказан превышения предельно-допустимых концентраций (ПДК) не зафиксированы и существенного воздействия на окружающую среду не оказывается. Все природоохранные мероприятия соблюдаются согласно программе производственного контроля.

Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;

- поддержание герметизации системы сбора нефти;
- проведение ежегодного мониторинга согласно программе производственного экологического мониторинга;
- соблюдение контроля соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК.

10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В данном разделе приведены примерные затраты на период пробной эксплуатации месторождения Тайказан (таблица 10.1).

За период пробной эксплуатации ожидаемые затраты по месторождению Тайказан составляют 466,23 млн. тенге.

Таблица 10.1. Капитальные вложения

№№ п/п	Наименование затрат	Затраты на 2022- 2023 г.	Стоимость всего, млн. тг.
1	Бурение 1-й (одной) скважины	304	304
2	Косвенные расходы отдела бурения	-	-
3	Отбор и анализ керновых материалов (1 скв.)	19	19
4	Геофизические исследования скважин (ГИС) в открытом стволе (1 скв.)	7,6	7,6
5	Опробование и исследование скважин (1 скв.)	30,4	30,4
6	Отбор и анализ проб нефти, газа и воды	7,6	7,6
7	ГДИС	9,6	9,6
8	ГИС-контроль	2,6	2,6
9	Установка устьевых подогревателей УН-0,2	14	14
10	Трехфазный сепаратор, V=1,6м ³	15	15
11	Узел учета жидкости	1,2	1,2
12	Узел учета газа	7,2	7,2
13	Накопительная емкость	13	13
14	Автоналивная система налива	2	2
15	Факельная установка	2,5	2,5
16	Дренажная емкость V-8м ³	6	6
17	Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа	7,03	7,03
18	Проект разработки с ОВОСом	9,5	9,5
19	Проект обустройства месторождения	8	8
20	Косвенные расходы отдела по проектам добычи и разведки	-	-
	ИТОГО		466,230

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

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Согласно настоящему «Проекту...» предусматривается бурение одной опережающей добывающей скважины (ТКЗ-17).

Все работы, связанные с ликвидацией последствий деятельности недропользования, включают работы по ликвидации скважин, предусмотренных настоящим проектом.

На скважины уже пробуренным на месторождении у недропользователя имеется отдельный проект, в котором предусматривались отчисления в ликвидационный фонд.

11.1 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операций, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводиться 144 часа.

11.2 Затраты на ликвидацию скважин

11.2.1 Затраты на ликвидационные работы

Таблица 11.2.1. – Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№	Наименование работ и материалов	Ед. Изм.	Стоимость единицы, тг	Кол-во	Общая Сумма, тг
Сервисные услуги					
1	Мобилизация буровой установки	Опер.	900 000	1	900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	Сутки	400 000	6	2 400 000
3	Демобилизация буровой установки	Опер.	300 000	1	300 000
	Итого сервисные услуги				3 600 000
Материалы					
1	Цемент класса “С”	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	Литр	100	6000	600 000
3	KCL	тн.	20 000	5	100 000
	Итого материалы				800 000
1	Рекультивация территории		1 200 000	1	1 200 000
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				5 600 000

Также в эту группу затрат входит – укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец.техники:

Таблица 11.2.2. – Используемые расходные материалы

Материал	Количество, баллон
Кислород	50
Пропан	16

Таблица 11.2.3 – Вспомогательная техника

Наименование техники	Кол-во
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1
Цементосмесительная машина, СМН	1
Автокран	1
Автомашина “Камаз”	4
Автобус	1
Трактор	1

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5,6 млн. тенге на 1 скважину. На техническую рекультивацию земель предусмотрено 360 тыс.тг. на скважину.

С учетом ликвидации наземного оборудования скважин сумма увеличивается на 50 тыс. тенге. В итоге мы имеем затраты на ликвидацию на 1-у проектируемую скважину в размере 5,83 млн.тенге.

Тем самым на 2022-2023 гг. отчисления в ликвидационный фонд предусматриваются в размере 5,83 млн. тенге на 1 скважину.

Таблица 11.2.4. – Количество скважин и сумма обеспечения ликвидации

Годы		2022	ИТОГО
Кол-во скважин	скв.	2	2
в том числе:			
1. ТКЗ-17		1	
Стоимость ликвидации одной скважины	млн. тенге	5,6	
Стоимость всего	млн. тенге	5,6	5,6

11.2.2 Рекультивация территории

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земель необходимо проводить в следующей последовательности:

1. демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;

2. разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
3. очистить участок от металлолома и других материалов;
4. снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
5. провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
6. нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 11.2.5. – Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

№ пп	Наименование и характеристика	Ед. Изм.	Объем работ на 1 скважину	Стоимость работ, тыс.тг.
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	0,7	25
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	Т	2,5	20
4	Планировка площадки	Га	2,0	190
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	Т	0,5	25
6	Установка бетонной тумбы на устье скважины с надписью	шт	1	100

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ТУ «Южказнедра» № 194/06 от «06» июня 2006 г.).
2. «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан», утв. Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ Республики Казахстан (протокол № 240 от «24» октября 2011 г.).
3. «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ЦКРиР № 5/9 от «30» ноября 2018 г.).
4. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождении Тайказан Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 15.02.2021 г.)», ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы. Бигараев А., Абдуллаев И., Мартынов В.
5. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г.
6. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.).
7. «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».
8. «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ», г. Москва, «недра», 2003 г. Лысенко В.Д.

ПРОТОКОЛ

геолого-технического совещания ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«___» _____ 2021 г.

Присутствовали от ТОО «Мунайгазгеолсервис»:

Бигараев А.Б. – Генеральный директор;

Мартынов В.В. – Ведущий геолог;

Сакауов Б.К. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа;

Кадыров Т.А. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

рассмотрение проектного документа:

«Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)»

На месторождении Тайказан по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхне-екомских отложениях нижнего мела и карагансайской свите средней юры установлены 11 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-II, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 15.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям C_1+C_2 , составляют: геологические 6642 тыс. т; извлекаемые 1328 тыс.т; растворенного газа, геологические – 316 млн.м³; извлекаемые- 68 млн.м³.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Тайказан планируется провести в период с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг., согласно решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., согласно которого период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г.

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи пробной эксплуатации – ввод в пробную эксплуатацию существующих скважин ТКЗ-13 (на I-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-1 (на II-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-14 (на III-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-2 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также ввод из бурения проектной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17 (на II-й объект пробной эксплуатации); изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды.

Настоящий проектный документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан» выполнен по договору № 03/07-21 от «28» июля 2021 г. и Дополнением № 1 к нему от «01» ноября 2021 г. между ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее – автор проектного документа), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

Продолжительность пробной эксплуатации составляет не полных **19 месяцев** – с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг.

В пробную эксплуатацию будут введены четыре объекта:

- **I-й объект** – горизонт М-0-3;
- **II-й объект** – горизонт М-II;
- **III-й объект** – горизонт Ю-IV-4;
- **IV-й объект** – горизонт Ю-IV-5.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими разведочными скважинами ТКЗ-1 (на II-й объект), ТКЗ-2 (на IV-й объект), ТКЗ-13 (на I-й объект) и ТКЗ-14 (на III-й объект), а также рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию из бурения проектную опережающую добывающую скважину ТКЗ-17 (на II-й объект).

Пробную эксплуатацию выделенных объектов планируется вести на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Ожидается, что все существующие скважины ТКЗ-1, ТКЗ-2, ТКЗ-13 и ТКЗ-14, а также планируемая к вводу в эксплуатацию проектная опережающая добывающая

скважина ТКЗ-17, будут эксплуатироваться механизированным способом на всем протяжении пробной эксплуатации.

Коэффициент эксплуатации скважин принят исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и по объектам пробной эксплуатации изменяется от 0,97 д.ед. до 0,98 д.ед., составляя в среднем 0,97 д.ед. в целом по месторождению Тайказан.

В период пробной эксплуатации из месторождения Тайказан планируется отобрать 23,436 тыс.т нефти, 27,505 тыс.т жидкости и 3,311 млн.м³ сырого газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,3 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 17,8 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,007 д.ед. при утвержденной величине 0,20 д.ед.

После обмена мнениями, научно-техническое совещание приняло следующие **РЕШЕНИЯ:**

1. Разработанный проектный документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» одобрить и принять с представленным вариантом разработки месторождения Тайказан.
2. Направить проектный документ в ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» для рассмотрения и согласования.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС



Бигараев А.Б.

Мартынов В.В.

ПРОТОКОЛ

Совместного геолого-технического совещания ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«__» _____ 2021 г.

Присутствовали от ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»:

Шигамбаев Р.М. – Генеральный директор;

Смагулов Р.С. – Главный геолог.

Присутствовали от ТОО «Мунайгазгеолсервис»:

Бигараев А.Б. – Генеральный директор;

Мартынов В.В. – Ведущий геолог;

Сакауов Б.К. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа;

Кадыров Т.А. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

рассмотрение проектного документа:

*«Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан (по состоянию
изученности на 01.11.2021 г.)»*

На месторождении Тайказан по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхненеокомских отложениях нижнего мела и карагансайской свите средней юры установлены 11 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-П, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 15.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям C_1+C_2 , составляют: геологические 6642 тыс. т; извлекаемые 1328 тыс.т; растворенного газа, геологические – 316 млн.м³; извлекаемые- 68 млн.м³.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Тайказан планируется провести в период с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг., согласно решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября

2021 г., согласно которого период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г.

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи пробной эксплуатации – ввод в пробную эксплуатацию существующих скважин ТКЗ-13 (на I-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-1 (на II-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-14 (на III-й объект пробной эксплуатации), ТКЗ-2 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также ввод из бурения проектной опережающей добывающей скважины ТКЗ-17 (на II-й объект пробной эксплуатации); изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды.

Настоящий проектный документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан» выполнен по договору № 03/07-21 от «28» июля 2021 г. и Дополнением № 1 к нему от «01» ноября 2021 г. между ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее – автор проектного документа), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

Продолжительность пробной эксплуатации составляет не полных **19 месяцев** – с «01» января 2022 по «15» июля 2023 гг.

В пробную эксплуатацию будут введены четыре объекта:

- **I-й объект** – горизонт М-0-3;
- **II-й объект** – горизонт М-II;
- **III-й объект** – горизонт Ю-IV-4;
- **IV-й объект** – горизонт Ю-IV-5.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими разведочными скважинами ТКЗ-1 (на II-й объект), ТКЗ-2 (на IV-й объект), ТКЗ-13 (на I-й объект) и ТКЗ-14 (на III-й объект), а также рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию из бурения проектную опережающую добывающую скважину ТКЗ-17 (на II-й объект).

Пробную эксплуатацию выделенных объектов планируется вести на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Ожидается, что все существующие скважины ТКЗ-1, ТКЗ-2, ТКЗ-13 и ТКЗ-14, а также планируемая к вводу в эксплуатацию проектная опережающая добывающая скважина ТКЗ-17, будут эксплуатироваться механизированным способом на всем протяжении пробной эксплуатации.

Коэффициент эксплуатации скважин принят исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и по объектам пробной эксплуатации изменяется от 0,97 д.ед. до 0,98 д.ед., составляя в среднем 0,97 д.ед. в целом по месторождению Тайказан.

В период пробной эксплуатации из месторождения Тайказан планируется отобрать 23,436 тыс.т нефти, 27,505 тыс.т жидкости и 3,311 млн.м³ сырого газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,3 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 17,8 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,007 д.ед. при утвержденной величине 0,20 д.ед.

После обмена мнениями, научно-техническое совещание приняло следующие **РЕШЕНИЯ:**

1. Разработанный ТОО «Мунайгазгеолсервис» проектный документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» одобрить и принять с представленным вариантом разработки месторождения Тайказан.
2. Направить проектный документ в контролирующие органы и ЦКРиР для назначения независимых экспертов и дальнейшего представления в ЦКРиР для согласования и утверждения в КГ и Н М И и Р Республики Казахстан.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС



Шигамбаев Р.М.

Смагулов Р.С.