

Товарищество с ограниченной ответственностью «CaspianMunaiGas»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр»
(ТОО «НПЦ»)

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ТОО «CaspianMunaiGas»



Арстанов Р.Б.

сентября 2023 г.

**ПРОЕКТ
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ
УГЛЕВОДОРОДОВ НА КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ
ТОО «КДЛ Компани»**

согласно контракта № 5165-УВС от 07 февраля 2023 года
Договор № 01 от «31» мая 2023 г.

Книга 1. Текст

Директор ТОО «НПЦ»



Сакаюв Б.К.

г. Актау, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственный исполнитель,
Начальник отдела РиОЗМ УВС,
доктор философии, к.г.-м.н.



Котов В.П.

Начальник отдела АиПРМ УВС,



Овсеенко М.С.

Ведущий геолог отдела РиОЗМ УВС



Телеков Б.К.

Старший геолог отдела РиОЗМ УВС



Крымкулова Ж.А.

Начальник отдела ПЭиООС



Драган А.В.

Старший инженер отдела АиПРМ УВС,



Кожобеков Е.Б.

Нормоконтролер



Джуксангалиева А.И.



ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	12
1. ВВЕДЕНИЕ	13
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	17
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	19
3.1. ОБЗОР И РЕЗУЛЬТАТЫ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ НЕДР	19
3.2. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	22
3.3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	28
3.4. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	31
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	32
4.1. ПРОЕКТНЫЙ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ.....	32
4.2. ТЕКТОНИКА	38
4.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	39
4.4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	49
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	53
5.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	53
5.2. СИСТЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН	55
5.3. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН	57
5.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ	65
5.5. ОБОСНОВАНИЕ ТИПОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН	67
5.6. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	67
5.7. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИНАХ	68
5.7.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах	68
5.7.2. Геофизические и геохимические исследования	69
5.7.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов	72
5.7.4. Опробование, испытание и исследование пластов	75
5.7.5. Лабораторные исследования	78
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	80
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	81
8. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	83
8.1. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЛИКВИДАЦИЮ СКВАЖИН	83
8.2. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЛИКВИДАЦИЮ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА	86
8.3. РАСЧЕТ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЛИ	86
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	88
9.1. ОХРАНА НЕДР	88



<u>Оглавление</u>	4
9.2. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	89
9.2.1. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	89
9.2.2. Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу.....	91
9.2.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира	99
9.2.4. Мероприятия по снижению радиационного риска.....	101
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ	104
11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	106
12.ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ.....	107
12.1. ОЦЕНКА ОЖИДАЕМЫХ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА.	107
13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	109
14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	113



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 3.1. 1-Геолого-геофизическая изученность площади	20
Таблица 3.1. 2-Изученность площади Караоба глубоким бурением	21
Таблица 3.1. 3-Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	21
Таблица 3.2. 1-Результаты интерпретации материалов ГИС по скважине Караоба 1	23
Таблица 3.3. 1-Объем и виды геофизических исследований в скважине Караоба 1	30
Таблица 3.4. 1-Интервалы отбора керна в скважине Караоба 1	31
Таблица 3.4. 2-Лабораторные исследования флюидов	31
Таблица 4.3. 1-Караоба. Скважина 1. Результаты пластоиспытаний	42
Таблица 4.3. 2-Результаты опробования и исследования скважины 1 месторождения Караоба	46
Таблица 4.3. 3-Сев. Карагие. Свойства пластовых нефтей	47
Таблица 4.3. 4-Физико-химические свойства дегазированных нефтей	47
Таблица 4.3. 5-Состав нефтяного газа	48
Таблица 4.4. 1-Химический состав и физические свойства пластовых вод	52
Таблица 5.1. 1-Месторождение Караоба. Границы стратиграфических горизонтов	54
Таблица 5.3. 1-Геологические условия проводки скважины № К-2	59
Таблица 5.3. 2-Геологические условия проводки скважины № К-3	625
Таблица 5.3. 3-Геологические условия проводки скважины № К-4... Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 5.3. 4-Ожидаемые осложнения при бурении	64
Таблица 5.4. 1-Рекомендуемая характеристика промывочной жидкости	66
Таблица 5.5. 1-Рекомендуемая конструкция проектных скважин	67
Таблица 5.6. 1-Противовыбросовое оборудование проектных скважин	68
Таблица 5.7. 1-Проектные интервалы отбора керна	69
Таблица 5.7. 2-Обязательный комплекс геофизических исследований	70
Таблица 5.7. 3-Рекомендуемые интервалы и методы проаедения ГИС	71
Таблица 5.7. 4-Проектные интервалы пластоиспытаний в скажинах площади Караоба	74
Таблица 5.7. 5-Рекомендуемые интервалы опробования в колонне в проектных скважинах	77
Таблица 5.7. 6-Лабораторные исследования керна и пластовых флюидов	78
Таблица 7. 1-Основные показатели проектируемых работ	82
Таблица 8.1. 1-Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин	84
Таблица 8.1. 2-Стоимость ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ	85
Таблица 8.1. 3-Общая стоимость ликвидации одной скважины	85
Таблица 8.3. 1-Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на месторождении Караоба	87
Таблица 10. 1-Объемы бурения скважин на месторождении Караоба	104
Таблица 12.1. 1-Перспективные ресурсы нефти и растворенного газа на месторождении Караоба	108
Таблица 13. 1-Планируемые финансовые затраты	110
Таблица 13. 2-Основные технико-экономические показатели	111





СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. 1-Картограмма расположения геологического отвода на участке недр Караоба	16
Рисунок 2. 1-Обзорная карта района работ.....	18



СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Название приложения	Номер прило- жения	Коли- чество листов	Масштаб	Гриф секрет- ности
1	Караоба. Обзорная карта района работ	1	1	1:1000000	н/с
2	Караоба. Тектоническая схема	2	1	1:500000	н/с
3	Караоба. Сводный геолого-геофизический разрез	3	1	1:5000	н/с
4	Караоба. Структурная карта по отражающему горизонту V_1^3	4	1	1:25000	н/с
5	Караоба. Структурная карта по отражающему горизонту V_2^{II}	5	1	1:25000	н/с
6	Караоба. Структурная карта по отражающему горизонту VI_1	6	1	1:25000	н/с
7	Караоба. Временной разрез а) по профилю 389281, б) по профилю 389279 в) по профилю 389280	7	1	-	н/с
8	Караоба. Геолого-технический наряд	8	1	1:5000	н/с

Всего 8 графических приложений на 8 листах.



Приложение №1
к Договору № _____ от «__» мая 2023 г.

Заказчик:
ТОО «CaspianMunaiGas»
Директор



Арстанов Р.

Исполнитель:

ТОО «Научно-производственный центр»
Директор



Сакауов Б.К.

**Геологическое задание
на выполнение**

**«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на
контрактной территории ТОО «КДЛ Компани» согласно Контракта №
5165-УВС от 07 февраля 2023 года на разведку и добычу углеводородов
на месторождении Караоба в Мангистауской области Республики
Казахстан»**

1. Основание для выполнения задания:

- Контракт №5165-УВС от 07 февраля 2023 года

2. Целевое назначение:

Составить «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани» согласно Контракта № 5165-УВС от 07 февраля 2023 года на разведку и добычу углеводородов на месторождении Караоба в Мангистауской области Республики Казахстан» и к нему проект (отчет) оценки воздействия на окружающую среду - далее Проект.

3. Геологические задачи:

При составлении Проекта предусмотреть проведение разведочных работ с целью изучения геологического строения площади Караоба, выявления перспективных объектов на постановку поисково - разведочных работ с оценкой перспектив нефтегазоносности юрско - меловых и триасовых отложений и рекомендованные виды и объемы работ.

4. Содержание проекта.

Проект должен содержать титульный лист, геологическое задание, лист согласования, оглавление, реферат, текст с таблицами и рисунками, рецензию эксперта и графические приложения.

4.1. Текст Проекта должен включать:

- полные сведения о районе проектируемых работ;
- полные сведения о геолого-геофизической и буровой изученности площади;
- описание и иллюстрацию литолого- стратиграфического разреза;
- описание и иллюстрацию региональной и локальной тектоники;



- обоснование выделения объектов для постановки поисково-разведочных работ;
- оценку перспективных ресурсов УВ на прогнозируемых залежах;
- обоснование методики, видов, объемов и сроков проектируемых работ;
- требования по ликвидации и консервации последствий недропользования по углеводородам;

- мероприятия по обеспечению охраны недр, природы и окружающей среды;
- ожидаемые результаты работ.

4.2. Графические приложения должны содержать, как минимум:

- схему геолого - геофизической и буровой изученности площади Караоба;
- литолого-стратиграфическую колонку;
- региональную тектоническую схему;
- структурные карты по основным отражающим горизонтам и выделенным перспективным объектам;
- геолого – геофизический разрез по площади работ;
- геолого-технический наряд проектируемых скважин.

5. Требования к оформлению Проекта.

- Текст, рисунки и таблицы в тексте представляются в формате *docx с размером бумаги А4.

- Графические приложения представляются в формате Corel Draw версии не ранее 16 с размером листа не менее А3.

6. Проектный документ должен отвечать следующим требованиям:

Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г.; (с изменением и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.).

- «Единые правила по комплексному и рациональному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденный приказом министра энергетики Республика Казахстан за № 239 от «15» июня 2018 г.;
- «Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов» РК, 2018г.
- Экологический Кодекс Республики Казахстан № 400-VI 3 РК от 02 января 2021г №

7. Ожидаемые результаты и сроки.

Объем проектируемых работ должен послужить основой для выполнения отчета по оперативному подсчету запасов УВ и проекта пробной эксплуатации.

Сроки исполнения Проекта - 60 календарных дней с даты подписания Договора, без учета согласований.

8. Экспертная оценка и утверждение настоящего проектного документа:

- Согласование отчёта с Заказчиком
- Согласование настоящего проектного документа в Контролирующих органах РК.
- Согласование настоящего проектного документа с экспертом ЦКРР РК.
- Защита настоящего проектного документа в ЦКРР МЭМР РК и сдача работы ЗАКАЗЧИКУ.



- Проведение скрининга и разработка отчета о воздействии с проведением общественного слушания и получение разрешения и экологического заключения на проект разведочных работ.

9. Передача отчёта Заказчику

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров настоящего проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях.
- Передача Заказчику электронной версии настоящего проектного документа, включая графические приложения.

Директор ТОО «CaspianMunaiGas»



Арстанов Р.

05.06.2023г.



Авторы: Котов В.П., Крымкулова Ж.А., Кожабеков Е.Б., Төлеков Б. и др.

«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани» согласно Контракта № 5165-УВС от 07 февраля 2023 года на разведку и добычу углеводородов на месторождении Караоба в Мангистауской области Республики Казахстан».

Книга. Текст отчета 117 страниц, в т.ч. 2 рисунка, 36 таблиц; 22 использованных источников. Папка с графическими приложениями – 8 граф.прил. на 8 листах. Компакт-диск – 1 шт.

1. Обзорная карта района работ
2. Тектоническая схема
3. Сводный геолого-геофизический разрез
4. Структурная карта по отражающему горизонту V_1^3
5. Структурная карта по отражающему горизонту V_2^II
6. Структурная карта по отражающему горизонту VI_1
7. Временной разрез
 - а) по профилю 389281,
 - б) по профилю 389279,
 - в) по профилю 389280
8. Геолого-технический наряд

Проектная организация: ТОО «НПЦ».

Государственная лицензия № 002158 от «22» февраля 2002 г. «Проектирование горных производств» и 01005Р № 0041501 от «02» июля 2007 г. «Выполнение работ и услуг в области охраны окружающей среды»;

Дата составления Проекта: 25.08.2023 г;

Адрес исполнителя: ТОО «НПЦ» 130000, г. Актау, 5 мкр-н, дом 5 Г;

Адрес объекта исследований: Республика Казахстан; Мангистауская область, Мунайлинский район.

Недропользователь: ТОО «КДЛ Компани», г. Астана, район Есиль, улица Туркистан, здание 14, кв. 11.

Оператор от недропользователя: ТОО «CaspianMunaiGas», г. Актау, 2 мкр-н, дом 75.

Акт государственной регистрации Контракта на проведении операций по недропользованию рег. № 5165-УВС от 7 февраля 2023 г.

Границы участка недр – в пределах блока XXXVI-10-Е (частично), F (частично).



РЕФЕРАТ

Целью работы является продолжение поисковых работ на месторождении Караоба с целью выявления залежей УВ в отложениях триаса и изучение геологического строения структуры и геолого-геофизической характеристики вскрываемого разреза.

Месторождение Караоба расположено на территории Мунайлинского района Мангистауской области. В тектоническом отношении рассматриваемое месторождение приурочено к восточной центриклинали Сегендыкской депрессии, в зоне её сочленения с Карагиинской седловиной, где бурением доказана нефтегазоносность базального горизонта верхнего триаса и вулканогенно-карбонатной толщи среднего триаса. В непосредственной близости от Караобы, к востоку выявлены месторождения Атамбай-Сартюбе, Алатюбе, Ащиагар, Кариман и Северный Карагие.

Проектом предусматривается бурение одной независимой (№ К-2) и двух зависимых (№ К-3; К-4) скважин соответственно с проектными глубинами по 4800 м, проектным горизонтом – средний триас.

В проекте представлены геолого-геофизическая характеристика, данные нефтегазоносности вскрытого разреза, результаты сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, определены местоположения 3-х проектных скважин. Освещены методика и объем поисковых работ, цель и задачи, условия проводки скважин и объемы промыслово-геофизических исследований, отбора керна и шлама, пластовых флюидов, опробования, расчет прогнозных ресурсов УВС и основные финансово-экономические показатели.

Составила

Крымкулова Ж.А.



1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящий «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани» согласно Контракта № 5165-УВС от 07 февраля 2023 года на разведку и добычу углеводородов на месторождении Караоба в Мангистауской области Республики Казахстан» выполнен по договору №01 от «31» мая 2023 г. между ТОО «CaspianMunaiGas», назначенным Оператором по Контракту №5165-УВС от 07 февраля 2023 года от недропользователя - ТОО «КДЛКомпани» согласно соглашению о назначении оператора от 5 апреля 2023 года и ТОО «Научно-производственный центр», согласно геологическому заданию недропользователя и Кодекса РК «О недрах и недропользовании» (1), «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (2), Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ углеводородов (3).

Контрактная территория ТОО «КДЛ Компани» в административном отношении расположена на территории Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Недропользователем является ТОО «КДЛ Компани» владеющая Контрактом № 5165-УВС от 7 февраля 2023 г. на разведку и добычу углеводородов, контракт заключен сроком на 6 лет, и действует до 7 февраля 2029 г.

Геологический отвод для осуществления операций по недропользованию на участке недр для разведки месторождения Караоба расположен в пределах блока XXXVI-10-Е (частично), F (частично).

В 1988 году «ИГиРГИ МОМПИ аэрокосмогеологических методов» в результате проведенных работ на площади выделило по отложению юры и триаса предполагаемое поднятие Караоба. Было рекомендовано проведение детальных сейсморазведочных работ.

В 1989 году в результате сейсморазведочных работ проведенных ПО «Мангышлакнефтегеофизика» сейсморазведочной партией 3/88-89 на площади Караоба-Каргалы подтверждены поднятия Караоба и Тангриберген, вновь выявлено поднятие Сев. Алатюбе. На этих поднятиях рекомендовано провести разведочное бурение.

В 1990 году КазНИПИнефть выполнен «Проект поисков залежей нефти и газа на площади Караоба». Проектом предусматривалось бурение двух независимых (№№ 1, 2) и двух зависимых (№№ 3, 4) скважин соответственно с проектными глубинами по 4900 м и 4950 м, проектным горизонтам –



средний триас (7). Цель глубокого бурения поиск залежей УВ в отложениях триаса, изучение геологического строения структуры и геолого-геофизической характеристики разреза.

На основании этого проекта в феврале 1992 года была пробурена скважина № 1. При испытании в колонне верхнетриасовых отложений был получен фонтанный приток нефти, поэтому скважина № 1 является первооткрывательницей месторождения Караоба. При переходе на вышезалегающий, в верхнетриасовом разрезе, объект опробования в скважине №1 были прихвачены НКТ. Аварию не удалось ликвидировать, поэтому скважина №1 была введена в консервацию с 01.11.1995 г., с последующей ликвидацией в 2004 г. Изоляционно-ликвидационные работы проведены ТОО «Кезби» (14).

В период 2004г – 2023 г. на скважине была проведена определенная работа по расконсервации и обустройству устьевого оборудования. Ликвидация прихвата бурового оборудования в скважине 1-Караоба не осуществлялась. Документы на проведенные виды работ на скважине не сохранились.

Проектные решение по остальным скважинам не реализованы в связи с геополитической обстановкой и тяжелой экономической ситуацией в стране, которая сложилась на тот момент.

В 2023 году ТОО «КДЛ Компани» заключила контракт с МЭ РК на разведку и добычу углеводородов на месторождении Караоба. Общая площадь геологического отвода – 17,60 кв.км. Глубина разведки - до кровли палеозойского фундамента.

Координаты угловых точек						
Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	43	43	40	51	22	00
2	43	43	40	51	20	00
3	43	45	00	51	19	00
4	43	46	30	51	20	00
5	43	46	30	51	22	00

Картограмма расположения геологического отвода на участке недр Караоба приведена на рисунке 1.1.

Настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Караоба» предусматривается продолжение разведочных работ по поиску залежей нефти и газа в средне – и верхнетриасовых отложениях. Проектируется бурение проектных поисковых скважин



глубиной 4800 м (скважин №№ К-2; К-3; К-4) на среднетриасовые отложения.



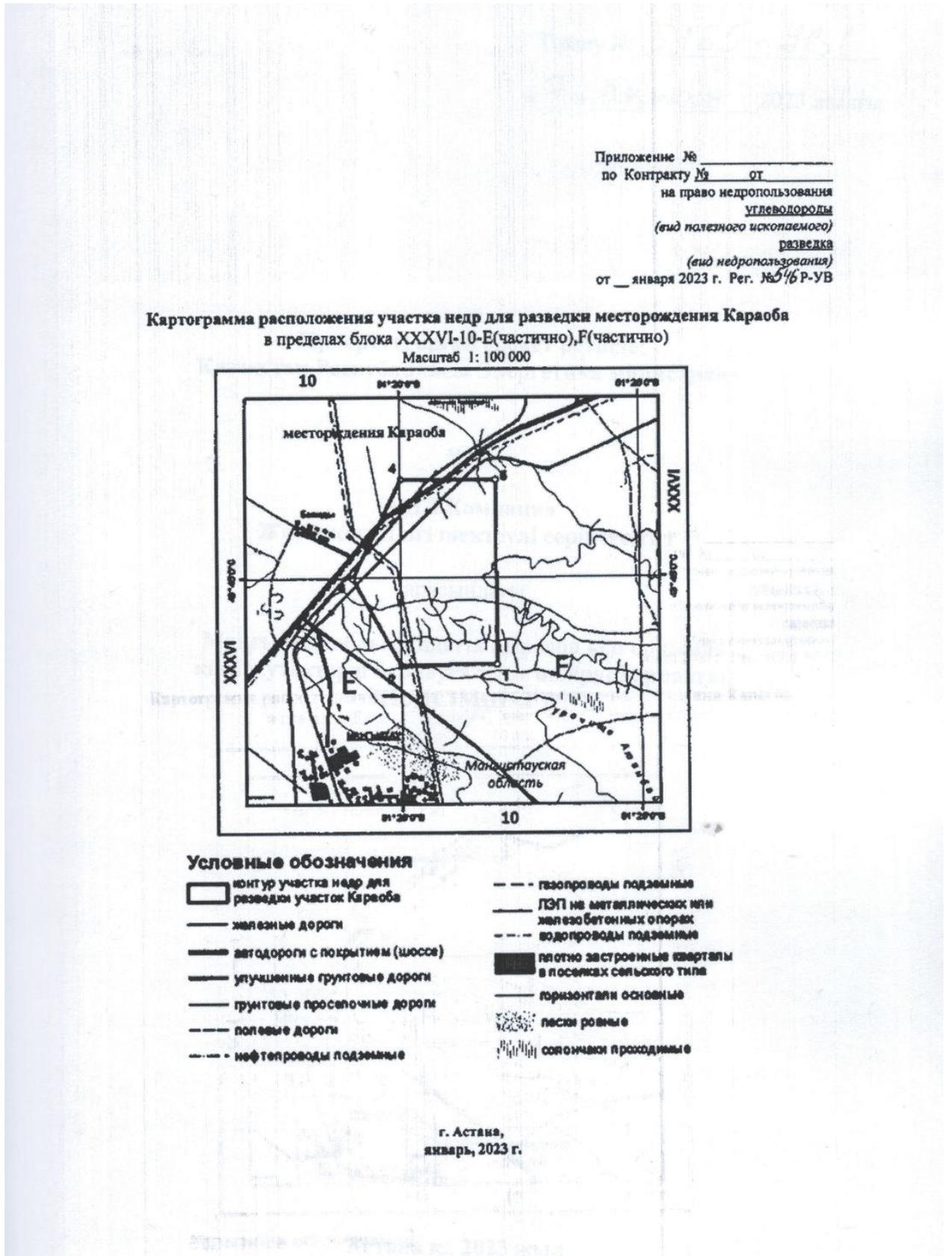


Рисунок 1. 1-Картограмма расположения геологического отвода на участке недр Караоба



2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2. 1-Географо-экономические условия

№№ пп.	Наименование	Географо-экономические условия.
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Мангистауская обл. Мунайлинский район.
2	Место базирования НГРЭ	15 км от г.Актау.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Сложный рельеф дневной поверхности: крутые обрывистые склоны впадины Карагие, зоны наноса и под ними останцы, и небольшие равнинные участки. Отметки рельефа изменяются от –105 м до +100 м. К югу находится наиболее пониженная часть впадины - сор Батыр.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Постоянная гидрографическая сеть отсутствует. Питьевая вода доставляется из г. Актау. Для технической целей будет использована вода с водозаборной скважины с глубиной до средней части альбского яруса.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	нет
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Летом до + 40°С, зимой до минус 35°С.
7	Количество осадков	Годовое количество осадков не превышает 140мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Восточный и юго-восточный до сильного.
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Зима малоснежная с незначительным снежным покровом.
10	Геокриологические условия	нет
11	Продолжительность отопительного сезона	Октябрь-май, 8 месяцев.
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Сайгаки, зайцы, мелкие грызуны, ящерицы, черепахи. Куропатки, орлы, ястребы. На пролете (весна, осень) пернатая дичь. Заповедные территории о
13	Населенные пункты и расстояния до них	г. Актау на расстоянии 15км к юго-западу, на расстоянии 2 км к западу пос. Баянды.
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	Добыча, транспортировка нефти и сельское хозяйство.
15	Наличие материально-технических баз	В п. Кызыл – Тюбе, 5-7 км от месторождения.
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтепровод Узень-Атырау-Самара проходит в 180 км к востоку от месторождения. В 50 км к западу проходит нефтепровод Каламкас – Актау.
17	Источники: - теплоснабжения, -электроснабжения	Электроснабжение осуществляется от ДВС с буровой установки.
18	Виды связи	Космическая связь.
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Район работ приближен к железнодорожной станции Мангистау и поселкам «Мангистау» и «Кызыл-Тюбе»
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	3-4 км
21	Условия перевозки вахт	Автотранспорт
22	Наличие зимников, срок их действия	нет
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	нет





Рисунок 2. 1-Обзорная карта района работ



3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Площадь работ характеризуется сравнительно высоким уровнем геолого-геофизической изученности.

Она охвачена государственной геологической съемкой в масштабе 1:200 000 (ВАГТ, 1954-1955 гг.), проведена комплексная геологическая съемка листа К-39, где находится площадь исследования.

В 1962 году Грибков В.В., Браун К.Р. (ВНИГРИ) в рассматриваемом районе выполнили морфометрические исследования, в результате которых выявлен ряд морфоструктур, в том числе Караоба.

В 1964-1968 годах проводилось структурно-поисковое бурение на соседних площадях трестом МНГР, затем в последующие годы на ряде выявленных структур было проведено глубокое бурение объединением "Мангышлакнефть" и открыты месторождения нефти Сев. Карагие и Алатюбе, где доказана промышленная нефтеносность среднего и верхнего триаса.

В 1988-1989 годах с.п. 3/88-89 (ПО МНГФ) проводила детальные сейсморазведочные работы на площади Караоба-Карагалы с целью изучения геологического строения района по юрско-меловым и доюрским отражающим горизонтам и подготовки структур под поисковое бурение.

В результате сейсморазведки построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам III - подошва готерива, IV₂ - в байосе, V₁ - размытая поверхность триаса, V₁³ - в верхнем триасе, V₂^{II} - в среднем триасе, и VI₁- кровля палеозоя.

Подтверждено сложное блоковое строение района работ по отложениям триаса. По триасовым горизонтам детализировано строение локальных поднятия Караоба, Тангриберген и рекомендовано провести глубокое бурение с целью поиска перспективных на нефть и газ объектов.

На основании «Проекта поисков залежей нефти и газа на площади Караоба» (7) в феврале 1992 года начато бурение скважины № 1.

Поисковая скважина № 1 закладывалась в своде структуры Караоба на сейсмическом профиле 280 пикете 150, с целью поисков нефти и газа в триасовых отложениях и изучения геологического строения поднятия. Скважина закончена бурением 10 февраля 1994 г. В настоящий момент скважина ликвидирована по техническим причинам (III категория, пункт «г») в соответствии с письмами Комитета геологии и охраны недр МЭиМР за № 16-05-1783 от 28.06.2004 г. и ТУ «Запказнедра» № 1-06-1244 от 30.06.2004 г. Изоляционно-ликвидационные работы проведены ТОО «Кезби» (14).



Сведения о проведенных геофизических исследованиях, касающихся района работ представлены в таблице 3.1.1.

В таблице 3.1.2 приведена информация о конструкции и результаты испытания и опробования скважины № 1.

Таблица 3.1.1-Геолого-геофизическая изученность площади

№№ пп	Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	Бердников Ю.В., 1985 г., МНГФ с.п. 5/84-85	Гравиметрическая съемка в масштабе 1:25000 (сеть 500*100) 509 км ² .	В районе поднятия Северный Атамбай и южнее объекта Караоба выделяются положи тельные локальные аномалии Дд.
2	Белоусов О.Н., Титов Б.И., Федосеев В.С., 1987 г. МНГФ 7/87	Обобщение материалов по Мангышлаку, геолого- геофизических данных по подготовленным и введенным в бурение структурам. Внедрение сейсмостратиграфического анализа.	Установлена принадлежность к единой структурной форме поднятий Кариман, Северное Карагие, Алатюбе, Атамбай. По участку Кариман–Атамбай отдельно построена карта масштаба 1-50 000. Рекомендована сетка детализационных сейсмических профилей, в том числе на площади Караоба.
3	Коваленко В.С., Литвиненко А.С., 1988 г., ИГиРГИ МОМП Аэрокосмогеологических методов	Ландшафтно-индикацион ное дешифрование АФС и топоматериалов. Дешифрование АФС – 40 км ² , масштаб 1:25000, морфоанализ топокарт - 40 км ² ; аэровизуальные наблюдения – 0,5 лет/час.	Предполагаемое поднятие Караоба выделяется по отложению юры и триаса в виде брахиантиклинали субмеридионального простирания, размерами 4,5*2 км. Рекомендовано использовать для постановки детальных сейсморазведочных работ.
4	Козьмин В.И., Масатова Ж., 1988-89 гг. МНГФ, с.п.3/88-89	Детальная сейсмосьемка МОГТ с 48-ми кратным прослеживанием отражающих горизонтов.	По триасовым горизонтам подтверждены поднятия Караоба и Тангриберген и вновь выявлено поднятие Сев. Алатюбе. Результаты работ представлены структурными картами масштаба 1:50 000 по отражающим горизонтам III (K _{1g}), IV ₂ (J _{2b}), V ₁ , V ₁ ³ – (T ₃), V ₁ ^{II} (T ₂), и VI ₁ (Pz). На указанных площадях рекомендовано провести разведочное бурение.



Таблица 3.1.2-Изученность площади Караоба глубоким бурением

№ скв.	Категория скважины	Проектная глубина, м	Фактическая глубина, м	Дата бурения начало конец	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины
		Проектный горизонт	Фактический горизонт			
№ 1	Поисковая	4900 м средний триас	4687 м средний триас	10.02.92 10.02.94	<p>Кондуктор 426 мм х 99 м ВПЦ до устья</p> <p>1-ая тех. колонна 324 мм х 1199 м ВПЦ до устья</p> <p>2-ая тех. колонна 244,5 мм х 3629 м ВПЦ до 661 м от устья</p> <p>Эксп. колонна 146мм х 4435 м ВПЦ 370 м от устья. Искусств. забой 4414 м</p>	<p>ИПТ 29.04-01.05.93 г. 4262 м-4307 м Получен приток нефти с раствором. Суммарный дебит примерно составил 8 м³/сут</p> <p>Испытание в колонне 11.02-14.05.95 г. 4378 м-4382 м фонтан Qн=18 м³/сут Dшт.= 5 мм Pтр=10 атм Pзтр=75 атм Pзаб= 198,5 атм Рпл =531,2 атм замеренное при Pтр=Pзтр=120 атм (20.04.1995 г.) В консервации с 01.11.1995 г. Ликвидирована 07.07.2004 г. по техническим причинам.</p>

Таблица 3.1.3-Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

№№ п/п	Проект предшествующего этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на месторождении
			Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	«Проект поисков залежей нефти и газа на площади Караоба» КазНИПИнефть 1990 г.	1990 г.	4 ед. Независимые №№ 1,2 Зависимые №№ 3,4	4900 м-4950 м, средний триас	1994 г.	В феврале 1994 года на площади Караоба пробурена скважина № 1 давшая фонтан нефти дебитом 18 м ³ /сут при испытании в колонне верхнетриасовых отложений. В результате аварии скважину ввели в консервацию, в июле 2004 г. скважина ликвидирована по техническим причинам. Скважины № 2, 3, 4 не пробурены.
			1	скв. №1 4687 м, Средний триас	1995 г.	



3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

Выполненные исследования позволили выделить стратиграфические комплексы, определить в первом приближении литологию (карбонатные породы, песчано-алевролитовые, глины-аргиллиты), рассчитать ориентировочно пористость, выделить коллекторы и определить характер насыщения.

Результаты интерпретации, выполненные КИП УГР№2 и уточнённые нами, в интервале нижнеюрских, верхне- и среднетриасовых отложений приведены в таблице 3.2.1.

В интервале нижней юры (3433-3536 м) выделены пласты-коллекторы водонасыщенные с сопротивлением, определённым по ИК от 2,2 до 3,7 Омм; объёмной глинистостью 10-17 %, определённой по ГК; коэффициентом нефтенасыщенности от 0,15 до 0,28 д.ед.

При выделении коллекторов, определении пористости и характера насыщения в разрезе верхнего и среднего триаса руководствовались критериями принятыми на месторождениях с аналогичными разрезами (Долинное, С-3 Жетыбай, Кариман, Алатюбе и др): в верхнем триасе $K_{п_гр}=0,09$ д.ед, $K_{гл_гр}=0,25$ д.ед.; в среднем триасе для вулканогенной терригенно-карбонатной толщи $K_{п_гр}=0,04$ д.ед, $K_{гл_гр}=0,15$ д.ед; для вулканогенно-доломитовой $K_{п_гр}=0,07$ д.ед, $K_{гл_гр}=0,15$ д.ед.; граничное значение нефтенасыщенности для всего триаса принято равным 0,45 д.ед.

С учётом принятых критериев в *верхнем триасе* в интервалах 4251-4256,2 м и 4269-4287,6 м выделены по ГИС пласты с характеристикой продуктивных коллекторов: пористость от 9,0 до 12,0 %, $K_{нг}$ от 0,60 до 0,84 д.ед. При проведении ИПТ 29.04 – 01.05.1993 г. в интервале 4262-4307 м получен приток нефти с раствором, расчётный дебит 8 м³/сут. Нефтенасыщенность интервала 4378-4382 м ($K_{п}=9,0$ % и $K_{нг}=0,73-0,80$ д.ед) подтверждена опробованием в колонне 11.02-14.05.95 г, где был получен фонтан нефти дебитом 18 м³/сут.

В *среднем триасе* с характеристикой «нефтенасыщенные» выделены пласты в интервалах 4536,6-4547,0 м, 4562,4-4569,4 м, 4272,4-4575,8 м с пористостью от 7,0 % до 13,2 % , $K_{нг}$ от 0,77 до 0,95 д.ед.

Бурение скважины К-1 в триасовом разрезе вели на тяжелых растворах, что привело к частичной или полной кольтматации коллекторов и созданию наведенного давления в околоствольной зоне скважины (таблица 4.3.1).



Таблица 3.2.1-Результаты интерпретации материалов ГИС по скважине Караоба 1

№	возраст	Интервал		Карбонаты		Толщина общ, м	Сопротивление, Ом			Пористость по методу Кп %			Глинистость Кгл, %			Кнг	Литология и характер насыщения выделенных пластов	
		кровля	подошва	изв %	дол. %		БК	ИК	Принятое	ННК	АК	Компл АК. ННК	Принятое	ГК	ПС			Принятая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	J ₁	3433,0	3439,6	-	-	6,6	-	3,5	2,5		12,5		12,5	13	-	13	0,15	Песчаники водоносные
2	J ₁	3444,6	3447,0	-	-	2,4	-	3,1	3,1		11,2		11,2	15,5	-	15,5	0,16	Песчаники водоносные слабопроницаемые
3	J ₁	3447,0	3451,4	-	-	4,4	-	3,3	3,3		10,8		10,8	16,0	-	16,0	0,15	Песчаники водоносные слабопроницаемые
4	J ₁	3452,8	3454,6	-	-	1,8	-	3,7	3,7		12,5		12,5	16,0	-	16,0	-	Песчаники водоносные слабопроницаемые
5	J ₁	3458,0	3459,6	-	-	1,6	-	3,5	3,5		10,6		10,6	17,5	-	17,5	0,15	Песчаники водоносные слабопроницаемые низкопористые
6	J ₁	3461,0	3463,4	-	-	2,4	-	3,6	3,6		10,6		10,6	16,5	-	16,5	0,15	Песчаники водоносные слабопроницаемые
7	J ₁	3468,0	3471,0	-	-	3,0	-	2,8	2,8		12,5		12,5	12,0	-	12,0	0,3	Песчаники водоносные слабопроницаемые
8	J ₁	3478,6	3480,0	-	-	1,4	-	3,5	3,5		12,8		12,8	17,5	-	17,5	0,42	Песчаники водоносные слабопроницаемые
9	J ₁	3482,0	3497,0	-	-	15,0	-	2,6	2,6		12,2		12,2	15,0	-	15,0	0,21	Песчаники водоносные слабопроницаемые
10	J ₁	3513,6	3519,0	-	-	5,4	-	3,2 2,4	3,2 2,4		10,6 13,2		10,6 13,2	10,5	-	10,5	0,10 0,3	Песчаники водоносные и кровле уплотнительные
11	J ₁	3523,6	3529,0	-	-	5,4	-	2,2	2,2		12,5		12,5	12,5	-	12,5	0,15	Песчаники водоносные слабопроницаемые
12	J ₁	3533,4	3536,0	-	-	2,6	-	3,2	3,2		11,6		11,6	15,0	-	15,0	0,28	Песчаники водоносные слабопроницаемые
13		3394,2	3597,0	-	-	2,8	80,0 35,0		80,0 35,0					45,0	-	45,0		Углистые породы, по-видимому
14	T ₃	3632,0	3634,4	-	-	2,4	16,0		18,0		35,5			21,5	-	21,5		Песчаники плотные слабопроницаемые, глинистые
15	T ₃	3639,0	3643,0	-	-	4,0	10,0		10,0					21,0	-	21,0		Песчаники водоносные слабопроницаемые глинистые
16	T ₃	3664,0	3669,2	-	-	5,2	9,0 10,0		9,0 11,0		14,8- 19,5	ГПП 9,0	9,0	22,5	ГПП 20,0	20,0	0,15 0,35	Песчаники водоносные слабопроницаемые
17	T ₃	3669,2	3671,8	-	-	2,6	7,0		7,0		13,0	5,0	5,0	20,0	22,0	22,0	0,01	Песчаники водоносные слабопроницаемые
18	T ₃	3672,2	3673,8	-	-	1,6	5,5		5,5		19,2	13,0	13,0	21,5	17,0	19,3	0,48	,?
19	T ₃	3715,4	3721,4	-	-	6,0	8,5		8,5		13,2	10	10	22,5	18,0	18,0	0,34	Песчаники низкопористые слабопроницаемые
20	T ₃	3796,0	3800,0	-	-	4,0	4,0 12,0		4,0 12,0		12,0	8,0	8,0	22,0	18,0	18,0	0,01	Песчаники водоносные низкопористые, слабопроницаемые
21	T ₃	3809,4	3817,6	-	-	8,2	9,0		9,0		8,8 10,8	7,0	7,0	20,5	20,0	20,0	0,05	Песчаники плотные низкопористые слабопроницаемые
22	T ₃	3819,0	3821,4	-	-	2,4	10,0		10,0		14,5	5,5	5,5	14,0	21,0	21,0	0,05	Песчаники водоносные слабопроницаемые
23	T ₃	3923,0	3931,4	-	-	8,4	10,5 16,0		10,5 16,0		5,0 6,5	3,0	3,0	35,5	35,0	35,0	0,01	Песчаники низкопористые сильноглинистые, плотные
24	T ₃	3976,4	3980,2	-	-	3,8	8,0		8,0		6,8	2,0	2,0	22,5	30,0	30,0	0,05	Песчаники водоносные слабопроницаемые



Продолжение таблицы 3.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
25	T ₃	3981,0	3983,2	-	-	2,2	7,0 6,0		7,0 6,0		7,6 11,0	2,0	2,0	20,0	30,0	30,0	0,01	Песчаники водоносные слабопроницаемые
26	T ₃	3987,4	3991,6	-	-	4,2	10,0 8,0		10,0 8,0		6,5 9,0	6,0	6,0	24,0 20,0	25,0	25,0	0,01	Песчаники низкопористые глинистые слабопроницаемые
27	T ₃	3991,6	3996,0	-	-	4,4	10,0		10,0		6,0		1,0	29,0	ГПП 40,0	40,0	0,01	Песчаники низкопористые плотные
28	T ₃	3996,0	3997,6	-	-	1,6	7,0		7,0		12,4	ГПП 7,0	7,0	13,5	ГПП 25,0	25,0	0,05	Песчаники низкопористые слабопроницаемые
29	T ₃	4069,2	4072,0	-	-	2,8	7,0		7,0		6,5	1,0	1,0	29,0	40,0	40,0		Песчаники сильноглинистые слабопроницаемые
30	T ₃	4073,0	4076,0	-	-	3,0	5,5		5,5		15,0 11,0	9,0	9,0	15,0 20,0	30,0	30,0	0,05	Песчаники водоносные низкопористые слабопроницаемые
31	T ₃	4078,0	4083,4	-	-	5,4	6,0 10,5		6,0 10,5		10,5 7,0	6	6	18,5	35	35	0,01	Песчаники водоносные слабопроницаемые
32	T ₃	4084,0	4086,4	-	-	2,4	10,5		10,5		5,5	5,0	5,0	26,5	30,0	30,0	0,01	Песчаники плотные низкопористые
33	T ₃	4090,0	4096,4	-	-	6,4	10,0 16,0		10,0 16,0		10,8 7,5	6,0 4,0	6,0 4,0	20	25,0 32,0	25,0 32,0	0,01	Песчаники водоносные слабопроницаемые
34	T ₃	4103,0	4109,0	-	-	6,0	14,0 9,0		14,0 9,0		5,5 10,5	9,0	9,0	18,5	16,0	16,0	0,05 0,32	Песчаники водоносные слабопроницаемые
35	T ₃	4120,0	4125,6	-	-	5,6	36,0 22,0		36,0 22,0		5,0	1,0 1,5	1,0 1,5	23,0 32,5	45	45		не коллектор
36	T ₃	4137,0	4140,0	-	-	3,0	11,0		11,0		6,4	5,0	5,0	28,0	40	40		не коллектор
37	T ₃	4149,6	4154,0	-	-	4,4	4,0 20		4,0 20		12,2	1,5	1,5	35,5	50	50		не коллектор
38	T ₃	4209,8	4212,0	-	-	2,2	15,0 40		15,0 40		7,2	5,0	5,0	22,0	30,0	30,0	0,05 0,15	не коллектор
39	T ₃	4246,0	4250,0	-	-	4,0	9,0 19,0		9,0 19,0		8,7	5,0	5,0	21	40	40	0,05	не коллектор
40	T ₃	4250,0	4251,0	-	-	1,0	7,0		7,0					23,0		23,0		Песчаники углистые
41	T ₃	4251,0	4252,6	-	-	1,6	42,0		42,0		6,8	9,0	9,0	22,5	35	22,5	0,7	Песчаники
42	T ₃	4252,6	4256,2	-	-	2,6	40		40		10,5	12	12,0	21,0	25	25,0	0,84 0,95	Песчаники нефтенасыщенные слабопроницаемые
43	T ₃	4267,0	4269,0	-	-	2,0	11,0		11,0		7,2	8,0	8,0	23,0	30,0	30,0	0,14	Песчаники низкопористые
44	T ₃	4269,0	4272,0	-	-	3,0	35,0		35,0		13,5	13,0	13,0	15,0	28,0	21,0	0,85	Песчаники нефтенасыщенные слабопроницаемые
45	T ₃	4278,0	4282,6	-	-	4,6	9,0 20		9,0 20		5,5 10	9,0	9,0	21	25,0	21,0	0,6	Песчаники нефтенасыщенные и кровле глинистые низкопористые слабопроницаемые
46	T ₃	4298,4	4301,4	-	-	3,0	8,5 19		8,5 19		9,8 6,5	5,0	5,0	20,0	40,0	40,0	0,05	Песчаники плотные низкопроницаемые непроницаемые
47	T ₃	4304,4	4307,2	-	-	2,8	11,0 26,0		11,0 26,0		8,2 6,5	5,0	5,0	20,5	40	40	0,01	не коллектор
48	T ₃	4311,0	4315,6	-	-	4,6	6,5 24		6,5 24		16,5 12,5	5,0 3,0	5,0 3,0	15,5	35	35	0,01 0,15	Песчаники глинистые низкопористые непроницаемые по ИПТ
49	T ₃	4326,4	4329,2	-	-	2,8	8,0 12		8,0 12		8,2 5,0	9,5	9,5	25,5	18	18	0,22 0,43	
50	T ₃	4336,0	4340,0	-	-	4,0	10 38		10 38		8,3 7,0	7	7	25,5 20	30	30	0,05 0,48	Песчаники глинистые низкопористые слабопроницаемые



Продолжение таблицы 3.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
51	T ₃	4343,0	4347,0	-	-	4,0	35 16,0		35 16,0		7,0 6,5	9,0	9,0	22	20	21	0,45	?	
52	T ₃	4350,2	4353,4	-	-	3,2	11,0 55		11,0 55		7,2 5,5	4,5	4,5	43,0 17,5	32	32	0,02	Песчаники водоносные слабопроницаемые	
53	T ₃	4356,0	4357,0	-	-	1,0	26		26		3,1	3,0	3,0	25	28	28	0,02	Песчаники водоносные слабопроницаемые	
54	T ₃	4354,0	4355,8	-	-	1,8	16,0 22		16,0 22		5,0	4,0	4,0	21	28	28	0,01	Песчаники глинистые низкопористые слабопроницаемые	
55	T ₃	4370,4	4372,0	-	-	2,2	12,0 24		12,0 24		6,0	1	1,0	23,5	40	40		Алевриты плотные низкопористые	
56	T ₃	4374,6	4376,0	-	-	1,4	16,0		16,0		6,0	1,0 7,0	1,0 7,0	21	30	30	0,32	Песчаники водоносные слабопроницаемые	
57	T ₃	4378,0	4380,0	-	-	2,0	45		45		9,2	9,0	9,0	21	32	26	0,73	Песчаники нефтенасыщенные битуминозные	
58	T ₃	4380,6	4382,0	-	-	1,4	80		80		2,0	9,0	9,0	24,0	25,0	25,0	0,8	Песчаники нефтенасыщенные битуминозные	
59	T ₃	4385,6	4387,8	-	-	2,2	35		35		4,5	3,0	3,0	21	30	30	0,15	Песчаники глинистые, низкопористые, неперспективные по проницаемости	
60	T ₃	4391,0	4394,0	-	-	3,0	10,0 55		10,0 55		5,4	3	3	31	40	40	0,01 0,43	Алевриты плотные непроницаемые по ИПТ	
61	T ₃	4396,6	4400,0	-	-	3,4	45 20		45 20		5,5 4,3	8,0	8,0	21 32,5	30	30	0,1 0,45	Алевриты плотные	
62	T ₂	4411,0	4428,2	-	-	17,2	8,0 30		8,0 30		6,6 2,4	3,0 2,0	3,0 2,0	40,5 20,5	35 18	35 18		Алевриты плотные непроницаемые по ИПТ	
63	T ₂	4459,6	4461,0	-	-	1,4	700		700		2,0	1,0	1,0	22,5	40	40		Аргилиты плотные	
64	T ₂	4486,6	4489,0	80 100		2,4	1800 700		1800 700		2,5 4,5	2,5 4,5		-			0,48	Известняки плотные низкопористые	
65	T ₂	4489,0	4499,0	20 80	20	10,0	130 65		130 65		7,5 6,4	7,5 6,4		-	-	-	-	Известняк доломитистый	
66	T ₂	4491,0	4496,4	100 90		5,4	350		350		4,5 6,5	4,5 6,5		-	-	-	-	Известняки плотные низкопористые, слабопроницаемые	
67	T ₂	4496,4	4499,8	80	80	3,4	420 120		420 120			1,4	1,4		-	-	-	Известняки плотные низкопористые,	
68	T ₂	4499,8	4504,6	80 95		3,6	650 8000		650 8000			1,0 3,5	1,0 3,5		-	-	-	Известняки плотные низкопористые,	
69	T ₂	4504,6	4506,6	95		2,0	450		450			2,5	2,5		-	-	-	0,15	Известняки плотные низкопористые не перспективные по ИПТ
70	T ₂	4506,6	4509,0	80		2,4	1200 1000		1200 1000			1,0	1,0		-	-	-	Известняки плотные низкопористые,	
71	T ₂	4510,6	4512,6	90	10	2,0	3000		3000	-	-	1,8	1,8		-	-	-	Известняки плотные низкопористые,	
72	T ₂	4514,2	4521,6	60 70	20	3,4	450,0 160		450,0 160	-	-	3,5 7,5	3,5 7,5		-	-	-	0,4	Песчаники известняки плотные низкопористые слабопроницаемые
73	T ₂	4521,6	4522,6			1,0	4000		4000	-	-	2,0	2,0		-	-	-	0,1	Известняки колотизированные плотные
74	T ₂	4524,0	4525,0	90	10	1,0	400		400	-	-	6,5	6,5		-	-	-	Известняки низкопористые слабопроницаемые	
75	T ₂	4526,0	4527,2	70	30	1,2	160		160	-	-	8,5	8,5		-	-	-	0,86	Нефтенасыщенные известняки низкопористые доломитизированные возможно трещиновато



Продолжение таблицы 3.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
76	T ₂	4531,8	4536,6	55 70	45 30	5,2	1200 160		1200 160	-	-	3,85,6	3,8 5,6	-	-	-	0,82 0,73	Известняки доломитизированные плотные низкопористые трещиноватые
77	T ₂	4536,6	4540,0	50	50	3,4	140		140	-	-	10,5	10,5	-	-	-	0,9	Известняки доломитизированные низкопористые нефтенасыщ непроницаемые по ИПТ
78	T ₂	4545,2	4547,0	90		1,8	110		110	-	-	11,5	11,5	-	-	-	0,98	Известняки низкопористые нефтенасыщ непроницаемые по ИПТ
79	T ₂	4548,0	4551,2	70 45	30 55	3,2	140 500		140 500	-	-	7,5 5,6	7,5 5,6	-	-	-		Известняки доломитизированные низкопористые плотные непроницаемые по ИПТ
80	T ₂	4552,6	4553,4	5	95	0,8	350		350	-	-	6,5	6,5	-	-	-		Известняки доломитизированные низкопористые плотные непроницаемые по ИПТ
81	T ₂	4557,0	4558,0	10	90	1,0	260		260	-	-	6,2	6,2	-	-	-		Доломиты низкопористые слабопроницаемые не проницаемости
82	T ₂	4558,0	4562,4	50 30	50 70	4,4	450 3500		450 3500	-	-	2,2 1,5	2,2 1,5	-	-	-		Доломиты плотные
83	T ₂	4562,4	4563,0	30	70	0,6	80		80	-	-	12,8	12,8	-	-	-	0,96	Доломиты известковистые нефтенасыщение не перспектв непроницаемости
84	T ₂	4563,0	4564,0		100	1,0	220		220	-	-	8,0	8,0	-	-	-	0,99	Доломиты известковистые нефтенасыщение не перспектв непроницаемости
85	T ₂	4564,0	4565,6	20	80	1,6	80		80	-	-	13,2	13,2	-	-	-	0,99	Доломиты известковистые нефтенасыщение не перспектв непроницаемости
86	T ₂	4565,6	4567,4	5	95	1,8	220		220	-	-	5 8,5	5 8,5	-	-	-	0,88	Доломиты известковистые нефтенасыщение не перспектв непроницаемости
87	T ₂	4567,4	4569,4	30	70 100	2,0	100 200		100 200	-	-	12,0 7,0	12,0 7,0	-	-	-	0,95 0,84	Доломиты известковистые нефтенасыщение не перспектв непроницаемости
88	T ₂	4569,4	4572,4	5	95	3,0	110 4000		110 4000	-	-	4,5 1,5	4,5 1,5	-	-	-		Известняки местами доломитизированные возможно в подошве трещиноватые неперспект непроницаемости
89	T ₂	4572,4	4575,8	20	100 80	3,4	65 90		65 90	-	-	10 11,5	10 11,5	-	-	-	0,87 0,98	Доломиты известковистые низкопористые нефте насыщенные
90	T ₂	4575,8	4577,4	20	80	1,6	2500		2500	-	-	3,0	3,0	-	-	-		Доломиты. Плотные
91	T ₂	4581,4	4503,4	40	60	2,0	450		450	-	-	5,8	5,8	-	-	-		Доломито-известковистая порода
92	T ₂	4584,6	4586,2	60 10	40 90	1,6	450 1000		450 1000	-	-	5,5 2,8	5,5 2,8	-	-	-		Доломито-известковистая порода
93	T ₂	4586,2	4587,0	80		0,8	30,0		30,0	-	-	10	10	-	-	-	0,77	Известняки низкопористые. непроницаемые по ИПТ
94	T ₂	4587,0	4587,6	40	60	0,6	900		900	-	-	2,5	2,5	-	-	-	-	Доломиты известковистые низкопористые не перспективные по проницаемости (ИПТ)
95	T ₂	4587,6	4790,6	50 20	50 80	3,0	180		180	-	-	4,5 2,5	4,5 2,5	-	-	-	-	Доломито-известковистая порода



Продолжение таблицы 3.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
96	T ₂	4593,6	4595,6	85 95	5	1,6	240 150		240 150	-	-	7,5 7,5	7,5 7,5	-	-	-	-	Чередование известняков доломитов и терригенного материала низкопористые непроницаемые по ИПТ
97	T ₁	4595,6	4599,4	70 95	30	3,8	100		100	-	-	2,5 6,5	2,5 6,5	-	-	-	-	Известняки плотные
98	T ₁	4600,4	4601,4	90		1,0	1100		1100	-	-	5,2	5,2	-	-	-	-	Известняки плотные
99	T ₁	4602,0	4603,6	70		1,6	850		850	-	-	5,2	5,2	-	-	-	-	Известняки плотные
100	T ₁	4630,0	4631,6	70	30	1,6	650		650	-	-	4,5	4,5	-	-	-	-	Известняки доломитизированные



3.3. Геофизические и геохимические исследования

Геофизические исследования в скважине № 1 Караоба выполнены в полном объеме. Стандартный комплекс (масштаб 1:200 и 1:500) выполнен по всему стволу скважин, включает следующие виды исследований: метод естественных потенциалов (ПС), кавернометрия (КВ), термометрия и инклинометрия.

Также в масштабе глубин 1:500 в неперспективной части разреза выполнен радиоактивный каротаж (ГК, ННК-50, ННК-30), акустический каротаж по скорости продольных волн (АК).

Комплекс ГИС детальных исследований в масштабе глубин 1:200, помимо перечисленных выше, включал следующие методы ГИС: боковое каротажное зондирование (БКЗ) шестью градиент-зондами, боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), боковой микрокаротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), микрокавернометрию (МКВ), акустический каротаж по скорости пробега продольных волн (АК), плотностной гамма каротаж. Контроль температуры и сопротивления промывочной жидкости при выполнении геофизических исследований в открытом стволе скважины проводились термометрия и резистивиметрия.

Контроль положения ствола скважины в пространстве осуществлялся проведением инклинометрии по всему стволу по мере углубления скважины.

Исследования проводились в скважине, заполненной глинистым раствором в интервале мелового и юрского разреза с параметрами: плотность от 1,19 г/см³ до 1,31 г/см³, в среднем 1,23 г/см³; вязкость от 25 до 50 с, в среднем 37с. В интервале верхнего и среднего триаса плотность раствора колебалась 1,50 до 1,56 г/см³, среднее значение 1,52 г/см³, вязкость от 45 до 60 с, среднее значение 53 с, УЭС по неполным данным 0,19 Ом.

Геофизические исследования выполнялись отрядами Управления геофизических работ № 2, Производственного Объединения «Мангышлакнефтегеофизика» (УГР№ 2, ПО «МНГФ»). Регистрация каротажных кривых проводилась в аналоговом формате стандартной аппаратурой Российского производства. Электрические методы ГИС записывались аппаратурой «№Э-1», «Э-2» и «Э-3» различной модификации. Замеры диаметра скважины выполнялись скважинными профилемерами «СКП». Радиоактивные методы исследования (ГК, ННК) записывались аппаратурой «Р-4». Аппаратура «СПАК-8» и «АК-1» применялась для записи акустического каротажа в открытом стволе. Качество цементирования обсадной колонны оценивалось по замерам приборами «АКЦ-4». Замеры искривления стволов скважин проводились инклинометрами «КИТ-200»,



«КИТ». Качество геофизических материалов оценивалось контрольно-интерпретационной партией в соответствии с инструкцией по проведению методов ГИС.

Геофизические исследования на кабеле дополнены проведением геохимических исследований – газовый каротаж в интервалах 1985,0 – 3583,4 м и 4486 – 4643 м. Информация о результатах выполненных исследований отсутствует.

В таблице 3.3.1 приведены интервалы, комплекс выполненных методов и даты проведения ГИС.



Таблица 3.3.1-Объём и виды геофизических исследований в скважине Караоба 1

№№ скв.	Год проведения	Забой скважины, м	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
№ 1 Караоба	1992	-	Газовый каротаж	1:500	1985-3583,4	
	1993	-		1:500	4486-4643	
	19.03.92	1203	Ст. каротаж, КВ, ПС, АК	1:500	80-1200	
			РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:200	10-1200	
	10.04.92	1638	Ст. каротаж: КВ, ПС, РК (ННК-50, ННК-30, ГК), АК	1:500	1140-1630	
	26.04.92	2189	Ст. каротаж, КВ, ПС, РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:500	1560-2180	
	30.05.92	2695	Ст. каротаж, КВ, ПС, АК	1:500	2100-2690	
			РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:200	2080-2690	
	04.07.92	3202	Ст. каротаж, КВ, ПС, АК, РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:500	2640-3200	
	31.08.92	3634	Ст. каротаж, КВ, ПС, ИК, БК, МБК, МКВ, БКЗ, МКЗ, РЕЗ, АК, РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:200	3400-3632	
			РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:500	3120-3400	
	19.10.92	3882	Ст. каротаж, ПС, КВ	1:500	3600-3880	
			Ст. каротаж, ПС, КВ, ИК, БК, МБК, МКВ, БКЗ, МКЗ, РЕЗ, РК (ННК-50, ННК-30, ГК), АК	1:200	3612-3880	
	21.11.92	4121	Ст. каротаж, ПС, КВ, РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:500	3600-4120	
			Ст. каротаж, ПС, КВ, ИК, БК, МБК, МКВ, БКЗ, МКЗ, РЕЗ, РК (ННК-50, ННК-30, ГК), АК	1:200	3792-4120	
	22.04.93	4300	Ст. каротаж, КС, ПС, КВ, ИК, ГК	1:500	4050-4300	ГК-брак
			Ст. каротаж, КС, ПС, КВ, ИК, ГК, ННКт, ГГКп, АК	1:200	4048-4300	
			БК, МБК, МКЗ, БКЗ, РЕЗ, ТЕРМ	1:500 1:200	0-4300	
	29.04.93	4307	Ст. каротаж, КВ	1:500	4200-4300	
	06.05.93	4328	Ст. каротаж, КВ	1:500	4240-4320	
	21.05.93	4393	Ст. каротаж, КВ	1:500	4290-4390	
	04.06.93	4462	Ст. каротаж, КВ	1:500	4340-4460	
	10.06.93	4489	БКЗ, МКЗ, РЕЗ, Ст. каротаж: КВ, ПС, ИК, АК, БК, МБК, МКВ, РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:200	4228-4484	
			Ст. каротаж, КВ, ПС, ИК, ГК	1:500	4220-4489	
	18.06.93	4528	Ст. каротаж, КВ	1:500	4390-4530	
	29.06.93	4563	Ст. каротаж, КВ	1:500	4410-4570	
05.09.93	4598	Ст. каротаж	1:500	4490-4600		
08.09.93	4607	Ст. каротаж, КВ	1:500	4460-4610		
1993	4570	Ст. каротаж, ПС, КВ, ИК, ГК,	1:500	4220-4570		
1993	4640	Ст. каротаж, ПС, КВ, ИК	1:200	3400-4640		



продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5	6	7
№ 1 Караоба	21.09.93	4643	Ст. каротаж, ПС, КВ, ИК БК, МБК, МКВ, БКЗ, МКЗ, РЕЗ, АК, РК (ННК-50, ННК-30, ГК)	1:200	4400-4643	
			Ст. каротаж, ПС, КВ, ИК, ГК, Профилеметрия	1:500	3600-4630	
			Термометрия	1:500	10-4640	
	30.09.93	4688	Ст. каротаж, ПС, КВ	1:500	4500-4680	
	30.12.93	4434	Термометрия	1:500	10-2210	

3.4. Лабораторные исследования

В скважине Караоба 1 керн отбирался в интервалах верхнего и среднего триаса. Всего проходка с отбором составила 174,9 м; 43,2 м по верхнему триасу и 131,7 м по среднему триасу (таблица 3.4.1).

Таблица 3.4.1-Интервалы отбора керна в скважине Караоба 1

Стратиграфия	Интервалы проходки с отборами керна		Длина отбора керна, м	Стратиграфия	Интервалы проходки с отборами керна		Длина отбора керна, м
T ₃	4292.2	4299.6	7.4	T ₂	4498.9	4507.1	8.2
T ₃	4313.7	4321.2	7.5	T ₂	4507.1	4521.7	14.6
T ₃	4341.8	4348.9	7.1	T ₂	4531.4	4546.2	14.8
T ₃	4348.9	4354.9	6	T ₂	4546.2	4559.0	12.8
T ₃	4370.6	4377.8	7.2	T ₂	4564.2	4579.4	15.2
T ₃	4377.8	4385.8	8	T ₂	4579.4	4591.1	11.7
T₃	Отбор керна		43.2	T ₂	4591.1	4602.7	11.6
T ₂	4434.4	4445.4	11	T ₂	4629.0	4636.6	7.6
T ₂	4445.4	4455.5	10.1				
T ₂	4484.8	4498.9	14.1	T₂	Отбор керна		131.7

Информация о выносе и проведенных лабораторных исследованиях керна, шлама, образцов пород, отобранных боковым грунтоносом отсутствует (таблица 3.4.2).

Таблица 3.4.2–Лабораторные исследования флюидов

№№ п.п.	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов, (проб)	Организация, выполнившая исследования
1	Химико-технологический анализ нефти		1	Институт химии нефти и природных солей министерство науки- Академии и наук РК



4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

На месторождении Караоба поисковой скважиной № 1 вскрыт разрез палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений максимальной толщиной 4687 м.

Для подтверждения возраста пород, в случае недостатка исследований на месторождении, использовались данные палеонтологических и палинологических анализов, проведенных на близлежащих площадях из интервалов одноименных отложений.

Наиболее древние породы, которые проектируется вскрыть в процессе бурения, приурочены к палеозойскому складчатому фундаменту.

Палеозойская группа (Pz)

Отложения представлены чередованием черных, глинисто-углистых, трещиноватых сланцев и темно-серых метаморфизованных песчаников. Породы участками пиритизированы, некоторые вертикальные трещины (до 2-3 мм) выполнены кальцитом. Прогнозируем вскрыть 110 - 120 м разреза палеозоя.

Мезозойская группа (Mz)

Триасовая система (T)

Отложения триасовой системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

По условиям образования триасовые отложения подразделяются следующим образом: ниже- и верхнетриасовые породы сформировались преимущественно в континентальных условиях и сложены вулканогенно-терригенными породами, среднетриасовые отложения образовались в условиях морского бассейна и сложены вулканогенно-карбонатными породами.

Нижний отдел (T₁)

Нижнетриасовые отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на палеозойских породах. Разрез представлен буровато-серыми, красновато-бурыми песчано-алевролитовыми разностями с прослоями аргиллитов. Отмечается примесь вулканогенного материала.

Песчаники разномзернистые с включениями грубообломочного материала, переходящие в мелкогалечные конгломераты.

Алевролиты средне- и крупномзернистые, слоистые, местами трещиноватые, иногда карбонатные, с линзами красноцветной глины.



Аргиллиты крепкие трещиноватые с зеркалами скольжения, слюдистые, местами карбонатные, с примесью алевритового материала. Прогнозируемая толщина отложений нижнего триаса составит 20-25 м.

Средний отдел (Т₂)

В составе среднетриасового комплекса выделяются две литологические толщи (снизу вверх): вулканогенно-карбонатная и вулканогенно-аргиллитовая. В пределах вулканогенно-карбонатной толщи выделяются две пачки: вулканогенно-доломитовая и вулканогенно-известняковая.

Вулканогенно-доломитовая пачка несогласно залегает на нижнетриасовых отложениях. Нижняя часть пачки сложена кремовыми, буровато-серыми доломитами, комковатыми, оолитовыми, обломочными, с редкими прослоями витрокластических туфов и туфоаргиллитов. Верхняя часть пачки по литологическому составу представлена переслаиванием туфов (0,5-4,0 м), пелитоморфных известняков (0,5-3,0 м) и доломитов оолитово-комковатых, микрозернистых, участками кавернозных.

Вулканогенно-известняковая часть разреза сложена преимущественно черными пелитоморфными известняками. Для нижней части пачки, характерны многочисленные прослои туфов толщиной до 2,0 м. В верхней части присутствуют участки серых, органоогенно-детритовых известняков с отпечатками раковин размерами до 2 см.

Завершает разрез среднетриасового комплекса вулканогенно-аргиллитовая пачка, представленная неравномерным чередованием туфоаргиллитов, аргиллитов с редкими прослоями туфов, туфопесчаников и известняков. Породы окрашены в темно-серые и черные цвета. Толщина среднетриасовых отложений составит 210 - 220 метров.

Верхний отдел (Т₃)

Отложения верхнего триаса представлены в основном аргиллитами, алевролитами, песчаниками. Иногда среди этих разностей встречаются прослои гравелитов, вулканогенно-терригенных образований.

В верхней части разреза присутствуют линзовидные прослои угля. В гравелитах встречается крепкая галька. Породы окрашены в серые, темно-серые, почти черные тона. Вулканогенные отложения окрашены в зеленовато-сизовато-серую окраску.

Аргиллиты тонкослоистые, с обилием обугленного растительного детрита.

Песчаники мелко-, средне- и крупнозернистые, нефтенасыщенные, крепкие, с запахом углеводородов, с карбонатным и глинистым цементом.



Алевролиты с многочисленными отпечатками обломков и целых раковин пелеципод (до 4-5 см в длину) хорошей сохранности, приуроченных к плоскостям напластования.

Вулканогенные породы, слагающие нижнюю часть разреза, представлены туфопесчаниками, туфами, туфоаргиллитами.

Туфопесчаники мелко-, средне- и крупнозернистые, участками гравийные, слабокарбонатные, слюдистые по напластованию, крепкие, плотные, с глинисто-карбонатным цементом, с редкими мелкими включениями растительного детрита, участками с пятнистой текстурой из-за неравномерной пропитки битумом.

Туфы плотные, трещиноватые, с примесью песчанистого материала.

Туфоалевролиты очень крепкие. Туфоаргиллиты комковатой текстуры, участками с пятнистой текстурой, легко раскалываются по напластованию. Толщина отложений верхнего триаса составит 860 - 880 метров.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы имеют значительную толщину и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел (J₁)

Нижнеюрские отложения несогласно залегают на отложениях триаса и представлены чередованием песчаников, глин, алевролитов и аргиллитов. Преобладающая окраска пород серая и светло-серая. Характерна насыщенность пород углефицированным растительным детритом, как в рассеянном состоянии, так и в виде малотолщинных прослоев.

В основании отложений залегает базальный пласт песчано-галечникового состава. Песчаники плотные, мелко-, средне- и крупнозернистые. Гравелит и мелкогалечный конгломерат состоят из окатанных и полуокатанных обломков подстилающих пород.

Толщина отложений нижней юры 200 метров.

Средний отдел (J₂)

В составе среднего отдела выделяются ааленский, байосский, батский и келловейский ярусы.

Ааленский ярус (J_{2a})

Представлен толщей разнозернистых песчаников с подчиненными прослоями и линзами глин и мелкогалечных конгломератов.

Песчаники серые, желто-серые, бурые, мелко-, средне- и крупнозернистые.



Глины серые, темно-серые, аргиллитоподобные. Отложения аалена, особенно глин, насыщены растительной органикой в рассеянном виде и в виде углистых прослоев.

Алевролиты серые, темно-серые. Толщина аалена 275-280 метров.

Байосский ярус (J_{2в})

Отложения этого яруса представлены чередующимися песчаниками, алевролитами, глинами, изредка с прослоями мергелей, углей.

Низ разреза байоса глинистый с линзовидными прослоями песчано-алевритовых пород. Верх – песчано – алевритовые породы, с прослоями глин.

Песчаники серые, темно-серые, бурые, мелко и среднезернистые.

Алевролиты серые, бурые, средне- и мелкозернистые.

Глины темно-серые, почти черные, иногда с буроватым оттенком, с обилием обугленной растительной органики. Толщина отложений байоса 230-235 метров.

Батский ярус (J_{2вт})

Для отложений бата характерно частое чередование песчаников, алевролитов, глин.

Песчаники серые, темно-серые, буроватые и желто-серые, мелкозернистые, редко среднезернистые.

Глины темно-серые, плотные.

В породах многочисленные прослои углистых сланцев, обильный обугленный растительный детрит, отдельные крупные остатки флоры. Толщина отложений бата 285-290 метров.

Келловейский ярус (J_{2к})

Отложения келловейского яруса представлены чередованием глинистых и песчано-алевритовых пород. По литологическим особенностям разрез подразделяется на три части: нижняя - глинистая, с прослоями песчано-алевритовых пород, средняя – песчано-алевритовая с прослоями глин, верхняя – глинистая, представлена чередованием глин с редкими прослоями мергелей. Толщина отложений келловейского яруса 105-110 метров.

Верхний отдел (J₃)

В разрезе верхней юры выделяются отложения оксфордского и кимеридж-титонского ярусов.

Оксфордский ярус (J_{3ох})

Отложения оксфордского яруса представлены толщей глинисто-карбонатных отложений с преобладанием глин в разрезе, особенно в нижней



части. Породы имеют серую, темно-серую, зелено-серую окраску. Мергели пелитоморфно-мелкозернистые.

Встречаются прослой глинистых и чистых известняков, Изредка прослой мелко-и разнозернистых алевролитов и светло-серых, мелкозернистых песчаников. Отмечаются в разрезе растительный детрит и фаунистические остатки. Толщина отложений оксфорда 215-220 метров.

Кимеридж-титонский ярус (J₃km-tt)

Отложения представлены толщей органогенно-обломочных, афанитовых, мелкокристаллических, нередко доломитизированных и перекристаллизованных известняков с прослоями доломитов, мергелей, глин, алевролитов, песчаников. Песчаники и алевролиты серые, зелено-серые, темно-серые. Толщина отложений кимеридж –титона 110-120 метров.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы в пределах месторождения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (К₁)

Отложения нижнего мела представлены неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

Неокомский надъярус

Отложения неокома с разрывом и несогласием залегают на юрских отложениях. В основании залегает монолитный пласт базального конгломерата мощностью до 0,3 метра.

Выше разрез сложен песчаниками, известняками с прослоями глин, алевролитов, доломитов. Породы светло-серых, зеленых тонов.

Средняя часть разреза представлено чередованием песчаников, глин, алевролитов, известняков, доломитов, мергелей.

Верхняя часть разреза состоит из глин, песчаников с прослоями мергелей и глинистых известняков, характерна пестроцветная окраска.

Песчаники мелко-, средне-, и разнозернистые. Известняки тонко-микрозернистые.

Алевролиты крупнозернистые. Доломиты тонкозернистые.

Толщина отложений неокома 345-350 метров.

Аптский ярус (К_{1а})

Аптские породы несогласно залегают на подстилающих барремских отложениях неокомского надъяруса. Разрез представлен толщей темно-серых, почти черных глин, алевролитов с прослоями песчаников, мергелей с обломками раковин пелеципод и фораминифер. Глины плотные иногда алевролитистые. Алевролиты разнозернистые, участками полимиктовые



глинистые. Песчаники мелкозернистые. В подошве яруса залегает пласт песчаника с галькой и желваками фосфоритов толщиной около 2 метров.

Аптский возраст отложений установлен по присутствию многочисленной фауны двустворок, реже – гастропод, белемнитов, брахиопод и аммонитов. Толщина аптских отложений 105-110 метров.

Альбский ярус (K_{1al})

Отложения альбского яруса сложены терригенными породами. По литологическому составу отложения яруса подразделяются на три пачки. Нижняя часть разреза представлена глинами и в меньшей степени алевролитами и песчаниками. Средняя часть представлена равномерным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. В верхней части разреза получили развитие песчано-алевролитовые породы, а глинистые имеют подчиненное значение. Песчаники и алевролиты темно-серые, мелкозернистые иногда слабо карбонатные. Глины темно-серые, почти черные тонкослоистые алевритистые.

Возраст отложений определен по комплексу фораминифер, характерных для альбского времени, таких как *Narphragmoides nonionoides* Reus., *Anomalinasp.*

Толщина отложений альбского яруса 610-620 метров.

Верхний мел (K₂)

Отложения верхнего мела представлены сеноманским ярусом, сенон-туронским надъярусом.

Сеноманский ярус (K_{2s})

После перерыва в осадконакоплении между нижним и верхним отделами наступила сеноманская трансгрессия, и в мелководном морском бассейне формировались глины и песчаники.

Литологический состав сеноманских отложений представлен глинисто-алевритовыми породами, содержащими отдельные пропластки песчаников и крупнозернистых алевролитов. В основании яруса залегает фосфоритовый горизонт.

Песчаники мелкозернистые, алевритистые. Алевролиты мелко и среднезернистые местами глинистые. Глины плотные, комковатые, пластичные с примесью алевролитового материала. Породы серые, зеленовато-серые. Толщина сеноманских отложений 100-110 м.

Сенон-туронский надъярус (K_{2sn-t})

Сенон-туронские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах сеноманского яруса.



Отложения представлены глинистыми светло-серыми, мелоподобными известняками, писчим мелом и мергелями. В подошве отложений залегает серый мелкозернистый песчаник с включениями фосфоритовой гальки.

Толщина сенон-туронских отложений 250-255 метров.

Кайнозойская группа (Kz)

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогеновой системы подразделены на палеоцен - эоценовый и олигоценовый отделы. Породы нижнего отдела, залегают несогласно на сенон-туронских отложениях.

В разрезе пород палеоцен-эоценового возраста, выделен датский ярус, представленный пелитоморфными и органогенно-обломочными известняками с прослоями желтовато-серых глин и мергелей.

Перекрывает породы датского яруса нерасчлененная палеоцен-эоценовая толща, подошвенная часть которой представлена песками с прослоями песчаников и гальки, что указывает на возможный перерыв в осадконакоплении. Среднюю часть толщи слагают белые мергели, а также коричневые глины, обогащенные костными остатками и чешуей рыб. Верхняя часть представлена мелоподобными мергелями с включениями железистых конкреций, гипса, пирита.

Отложения олигоценового возраста сложены глинами с редкими прослоями алевролитов и мергелей с включениями пирита, гипса, сидеритовых конкреций, обугленного растительного детрита. Породы имеют серый, иногда зеленовато-серый цвет.

Толщина указанных отложений изменяется от 677 м до 700 м.

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы залегают несогласно на породах палеогенового возраста. Породы этой системы представлены пролювиально-делювиальными и эоловыми образованиями, состоящими из суглинков, супесей, песков и глин.

Толщина отложений не превышает 10 метров.

4.2. Тектоника

Месторождение Караоба в тектоническом отношении приурочено к восточной центриклинали Сегендыкской депрессии (графическое приложение № 2).

По данным детальным сейсморазведочных работ ПО МНГФ (с.п. 3/88-89) строение доюрского комплекса площади Караоба находит свое отражение на структурных картах по V^3_1 , V^{II}_2 и $V1^1$ отражающим горизонтам (б).



На структурной карте по $V1^1$ отражающему горизонту (поверхность палеозоя) структура Караоба представлена полусводом, ограниченным с юго-востока тектоническим нарушением. Однако северо-восточная периклиналильная часть полусвода выражена на карте не уверенно, из-за потери корреляции горизонта или отсутствия информации. Экстремальная отметка полусвода -4890 м. По изогипсе -4950 м размеры составляют 7,0x1,0 км, амплитуда 60 м.

Наиболее четко выражено поднятие Караоба на структурной карте по V^{II}_2 отражающему горизонту приуроченному к кровле пласта "А" в среднем триасе.

Локальное поднятие вырисовывается в виде полусвода, вытянутого с юга на север и ограниченного с юго-востока тектоническим нарушением F_1 субмеридионального простирания. К северу нарушение F_1 осложнено оперяющим нарушением F_2 которые образует два блока "А" и "Б". Экстремальная отметка в пределах поднятия равна - 4636 м. По изогипсе - 4700 м размеры его составляют 1,2 x 5,5 км, амплитуда-65 м.

По V^3_1 отражающему горизонту (репер в верхнем триасе) Караоба как полусвод выражен не уверенно, так как тектоническое нарушение F_1 , четко выделенное по $V1^1$ и V^{II}_2 горизонтам, здесь отмечается как предполагаемое. Однако можно предположить, что оно проявляется до размытой поверхности триасового комплекса пород, являясь экраном для возможных залежей.

По юрским и меловому отражающим горизонтам (V_1, IV_2 и III) на площади Караоба прослеживается моноклиналильное погружение юрско-меловых отложений с востока на запад от Карагиинской седловины к осевой части Сегендыкской депрессии.

4.3. Нефтегазоносность

Месторождение Караоба находится в непосредственной близости с месторождениями Атамбай-Сартюбе, Алатюбе и Сев. Карагие, Кариман, где бурением ранее доказана промышленная нефтегазоносность базального и надбазальных пластов верхнего триаса и вулканогенно-карбонатной пачки среднетриасовых отложений.

Первая скважина Караоба – 1 была завершена бурением 10 февраля 1994 г. В процессе бурения скважины, с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах проводили испытание триасовых отложений. Из таблицы 4.3.1 видно, что бурение в триасовом разрезе вели на тяжелых растворах, в результате, в околоствольной зоне скважины создавалось наведенное давление. Буровые растворы частично или полностью кольматировали



коллектора. При бурении скважины 1-Караоба были отмечены следующие проявления:

Караоба-1. 4263-4265 м увеличилась проходка до 7 мин./м. По данным ГТИ суммарное содержание газа увеличилось до 22-25 %, при фоновом 3 %. Во время промывки и дегазации из скважины выходил буровой раствор с пленкой нефти.

При подъеме бур.инструмента под БКЗ при забое 4301 м (21.12.92 г.) **начался перелив раствора из скважины.** Из скважины выходит бур. раствор с $\gamma = 1,1-1,27 \text{ г/см}^3$, после дегазатора $1,47-1,53 \text{ г/см}^3$. Параметры входящего в скважину бур раствора соответствуют ГТН: $\gamma_{р-ра} = 1,54 \text{ г/см}^3$, Т-45 сек, В-6 см³/30 мин.

Следует отметить, что отрицательное влияние высоких репрессий вскрытия на триасовые коллектора в совокупности с необходимостью увеличения депрессий испытания было известно и предпринимались попытки получения из триасовых коллекторов пластового флюида. Например, Главный геолог МУРБ И.Шагирбаев, рекомендует повторное пластоиспытание согласно ранее утвержденного плана с увеличением депрессии до 100 – 150 ат из расчета $R_{пл} = 550 \text{ ат}$, с заполнением 2500 м трубного пространства облегченным раствором уд.веса $1,30 \text{ г/см}^3$ (телефонограмма от 5.11. 93 г.) .

В большинстве испытанных объектов верхнего и среднего триаса притока нефти и газа не получено (таблица 4.3.1). Из верхнетриасового объекта 4262 – 4307 м был получен приток нефти с раствором, дебит приблизительно составил $8 \text{ м}^3/\text{сут}$. Для принятия решения о спуске эксплуатационной колонны установили цементный мост с кровлей на глубине 4444 м (изолировали среднетриасовые горизонты) и повторно испытали разрез верхнего триаса в интервале 3610-4444 м. В результате был получен приток нефти который подтвердил заключение РИГИС о наличии нефтенасыщенных пластов-коллекторов в верхнетриасовых отложениях (ранее при ИПТ из интервала 4262-4307 м).

Была спущена эксплуатационная колонна на глубину 4435 м, **перфорировали и испытали пласт в интервале 4378-4382 м.** В результате опробования получен фонтанный приток нефти дебитом $18 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 5 мм штуцере. $R_{тр} = 10 \text{ атм}$, $R_{зтр} = 75 \text{ атм}$, $R_{аб} = 198,5 \text{ атм}$, Замеренное пластовое давление при стабилизированных устьевых давлениях $R_{тр} = R_{зтр} = 120 \text{ атм}$ составило $R_{пл} = 531,2 \text{ атм}$.(замерено 20.04.1995 г.).

Для перехода на следующий объект, была произведена попытка подъема НКТ, при которой, выяснилось, что они прихвачены.



Неоднократные попытки освободить НКТ положительных результатов не дали. С 01.11.1995 года скважина находилась в консервации. 07.07.2004 г. скважина № 1 Караоба ликвидирована по техническим причинам (III категория, пункт «г») в соответствии с письмами Комитета геологии и охраны недр МЭиМР за № 16-05-1783 от 28.06.2004 г. и ТУ «Запказнедра» № 1-06-1244 от 30.06.2004 г. Изоляционно-ликвидационные работы проведены ТОО «Кезби».

В период 2004г – 2023 г. на скважине была проведена определенная работа по расконсервации и обустройству устьевого оборудования. Ликвидация прихвата бурового оборудования в скважине 1-Караоба не осуществлялась. Документы на проведенные виды работ на скважине не сохранились.

Недропользователь в 2023 году принял на баланс скважину К-1 расконсервированной с фонтанной арматурой на устье (22). В дальнейшем, Недропользователь определиться с возможностью восстановления скважины К-1 или её ликвидации.



Таблица 4.3.1-Караоба. Скважина 1. Результаты пластоиспытаний

Дата	Стратигр. подразд.	Пластоиспытание		У бур раствора г/см ³	Расчетное Рпл (по Акту)	Характеристика испытания
		Интервал, м	Результат			
1	2	3	4	5	6	7
29.04 - 01.05.1993г	T ₃	4262-4307	Разгазир. бур. раствор с пленкой нефти. Qp-r+нефть=8м ³ /сут	1,58-1,65	>736 ат на гл.4264м Ka Pпл=1,726	Наведенное давление в околоствольной зоне скважины (ОЗС)
6-9 мая 1993г.	T ₃	4303 - 4328	Притока нет	1,65	>665 ат на гл.4264м Ka Pпл=1,556	Наведенное давление в ОЗС
21-24.05. 1993г	T ₃	4380 - 4393	Притока нет	1,7	н.д.	Притока нет, а на КВД (2 цикла) быстрый рост давления. Наведенное давление в ОЗС.
4 -7.06.1993 г.	T ₂	4421 - 4462	Притока нет	1,69 - 1,72	н.д.	
18 -20.06. 1993г	T ₂	4491 - 4528	Притока нет	1,75	>756 ат	Частичная негерметичность ЗПКМ на притоке 2-го цикла. Проба затрубного бур. раствора газирована
29.06. - 02.07. 1993г	T ₂	4492 - 4563	Проявление средней интенсивности. Вытеснено 1,5м ³ доливной воды.	1,59-1,65	>775 ат на гл.4563м Ka Pпл=1,698	Проба и анализ газа. Имеются н-г породы не перспективные по проницаемости с АВПД. Наведенное давление в ОЗС
30.09.-05.10. 1993г	T ₂	4561 - 4688	Притока нет	1,55	н.д.	КВД не регистрировалось
8 -11.09.1993г	T ₂	4566 - 4607	Притока нет	1,56	н.д.	ЗПКМ не закрылся на КВД 2го цикла. В пробе затрубного раствора отмечается наличие нефти.
28.10. - 1.11. 1993г.	T ₂	3580 - 4340	Притока нет	1,56	н.д.	Забит выпускной клапан ЗПКМ баритом при первом открытии. Рекомендуется повторить при снижении У р-ра до 1,25-1,3г/см ³



На площади Северное Карагие залежи нефти и газа установлены в верхне-среднетриасовых отложениях.

Нефтяная залежь установлена скважиной 1, когда при опробовании интервалов 3656-3664 м, 3671-3676 м (Верхнетриасовые отложения) на 5 мм штуцере был получен фонтан нефти с газом дебитами – нефти 40,8 м³/сут, газа 8,3 тыс. м³/сут при депрессии 15,5 МПа. В дальнейшем скважинами 3, 5, 6, 8, 14, 16 нефтеносность залежи была подтверждена в пределах Восточного блока.

Исследованиями керна установлено, что в подошвенной пачке развиты вторичные поры, образованные в песчаниках и гравелитах вдоль открытых микротрещин. Размеры вторичных пор развитых за счет выщелачивания вдоль открытых трещин, изменяется от 20 до 700 мкм. Микротрещины обуславливают фильтрационные свойства пород и имеют раскрытость от 1 до 70 мкм. Средние значения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов этой толщи составляют на Северном Карагие-7,2 % и 0,0138 мкм² (Проняков В.А., Чербянова Л.Ф., 1986 г.). Близкие значения пористости определены по ГИС и керну на ближайшей площади Кариман. На разбуренных месторождениях отмечается литолого-фациальная изменчивость верхнетриасовых коллекторов.

В среднетриасовом разрезе под вулканогенно-терригенной пачкой, являющейся региональным флюидоупором, залегает вулканогенно-карбонатная продуктивная толща триаса.

Видимо, основные перспективы этой толщи связаны с зоной разуплотнения пород, концентрирующей в своем объеме высокопористые каверново-поровые и порово-трещинные коллектора. Наилучшие коллектора которых, формируются на структурных ловушках в приразломных зонах.

Многочисленные результаты анализов керна и опробования верхней части вулканогенно-карбонатного разреза (пачки "А" и "Б") однозначно свидетельствуют о преимущественном развитии на территории Южного Мангышлака коллекторов трещинного типа, характеризующихся низкой продуктивностью. Дебиты УВ в пересчете на нефть варьировали в пределах 0,5-10 м³/сутки. Такая низкая продуктивность обусловлена специфическим литофациальным обликом пород, исключаяющим развитие в этой толще высокопористых коллекторов.

Тем исключительной представляется приток нефти в скв. 1-Алатюбе. В этой скважине, заложенной в своде триасового поднятия вблизи от тектонического нарушения (0,4 км), при вскрытии вулканогенно-известняковых отложений среднего триаса в скважине 1 с глубины 3758 м был получен фонтан нефти дебитом 1520 м³/сут через 16 мм штуцер (11).



Аномальный дебит нефти и пластового давления из скв. №1-Алатюбе, устойчивые во времени эксплуатации, убеждают в наличии обширной зоны разуплотнения с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. На наличие в триасе такой зоны разуплотнения указывают и материалы бурения последующих скважин на месторождении Алатюбе. Так, вторичная пористость коллектора пачки "А" на Алатюбе составляет 6,3 %, а в пачке "Б" достигает 21,5-25,5 %. Именно такие высокие значения коллекторских свойств карбонатных пород обусловили высокодебитные притоки нефти и газа. Например, в скв. № 2 через 10 мм штуцер дебит нефти составил 180 м³/сут. а газа 22,0 тыс.м³/сут (интервал 3824-3929 м), в скв. №3 из интервала 3875-3937 м через 10 мм штуцер дебит составил 416 м³/сут нефти и 34,6 тыс.м³/сут газа, в скв. №4 из интервалов 3874-3868 м, 3864-3858 м через 12 мм штуцер дебит нефти составил 480 м³/сутки, P_{тр}=49 атм, P_{зтр}=51 атм.

На соседней площади Атамбай-Сартюбе установленная залежь нефти приурочена к вулканогенно-доломитовой толще среднего триаса. В скважине №1 в процессе бурения пластоиспытанием из пачки "Б" в интервале **4081-4113** м был получен промышленный приток нефти с дебитом ≈360 м³/сутки (в условиях испытания) при 25 мм штуцере. По заключению ГИС в интервале 4092-4112 м выделено 6 нефтенасыщенных пластов с общей эффективной толщиной 7,6 м, K_п=0,57-0,78, K_п-15-28 %.

При опробовании в скважине 1 интервалов 4092-4104 м, 4107-4113 м (-4116,6-4128,6 м, -4131,6-4137,6 м) получен приток нефти и газа дебитами соответственно 85 м³/сут и 10 тыс м³/сут на 9 мм штуцере при депрессии порядка 27,5 МПа. В дальнейшем промышленная нефтеносность залежи была подтверждена при опробовании скважин 3 и 4. Наиболее низкая отметка получения нефти установлена скважиной 3, в которой получен приток нефти и газа дебитом 74 м³/сут и 10 тыс м³/сут на 9 мм штуцере, депрессии на пласт 35,25 МПа при опробовании интервалов 4140-4160 м, 4166- 4169 м (-4164,2-4184,2 м, -4190,2-4193,2 м) (ПЗ-2003, Атамбай-Сартюбе) (10).

Притоки нефти с расчетным дебитом до 149 м³/сут. получали при испытании в процессе бурения вулканогенно-карбонатных отложений в скв. №№2, 5, 6, месторождения Северное Карагие. Однако при повторном испытании этих интервалов через эксплуатационную колонну были получены лишь низкодебитные притоки нефти. Такое несоответствие количественных характеристик притоков, видимо, обусловлено низкими емкостными свойствами карбонатного разреза триаса, весьма чувствительного к высокому репрессивному воздействию промывочной жидкости и цементному раствору. *Представляется, что и вторичное*



вскрытие через эксплуатационную колонну не в состоянии было преодолеть зону кольтации и полностью восстановить связь "скважина-неизменная часть пласта".

На площадях Бортовая, Кожур при вскрытии скважинами средне-триасовых отложений наблюдались нефтепроявления.

В таблице 4.3.2 приведены результаты опробования и исследования скважины № 1 месторождения Караоба.

Физико-химические свойства нефтей в пластовых условиях и дегазированном состоянии и состав нефтяного газа по Северному Карагие и Алатюбе приведены в таблицах 4.3.3; 4.3.4; 4.3.5.

Таким образом, на месторождении Караоба по данным пробуренной скважины № 1 и по аналогии с соседними месторождениями ожидается открытие трех залежей нефти: двух - в верхнетриасовых отложениях и одной в вулканогенно-карбонатной толще среднетриасовых отложений. Прогнозируемые залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически экранированные и литологически ограниченные, режим - упруго-водонапорный.



Таблица 4.3.2-Результаты опробования и исследования скважины 1 месторождения Караоба

№№ скв., площадь	Дата опробования начало конец	Интервал перфорации, м	Возраст	Искусственный забой	Диаметр штуцера, мм	Дебит			Газосодержание, м ³ /с	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
						нефти, т/с	газа, м ³ /с	воды, м ³ /с			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	11.02.94 14.05.95	4378-4382	Т ₃	4414	3	12	-	-	-	53,82	155 (на забое)
					5	18					
					8	18					

продолжение таблицы 4.3.2

Плотность в пластовых условиях			Содержание в нефти, вес. %			Состав газа, % по объему*				
Плотность на устье, г/см ³			смола	асфальтенов	парафинов	СН ₄	сумма тяжелых углевод.	СО ₂	Н ₂ S	редкие газы
нефти	газа	воды								
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
835,7	-	-	отс.	0,16	12	82,28	17,61	-	-	-

Примечание * - состав газа полученного при пластоиспытании в интервале 4492-4563 м.



Таблица 4.3.3-Сев. Карагие. Свойства пластовых нефтей

№№ скв.	Горизонт	Дата отбора	Интервал перфорации	Пластовое давление	Пластовая температура	Давление насыщения при температуре пласта МПа	Газосодержание		Объемный коэффициент	Усадка нефти	Плотность нефти		Вязкость нефти		Коэффициент сжимаемости $10^{-4}1/\text{МПа}$	Коэффициент растворимости газа $\text{м}^3/\text{м}^3 \times \text{МПа}$	Удельный вес газа г/л
							$\text{м}^3/\text{т}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$			в пластовых условиях, $\text{г}/\text{см}^3$	в дегазированном состоянии при 20°C , $\text{г}/\text{см}^3$	в пластовых условиях МПа С	В дегазированном состоянии при 500 МПа С			
5	T ₃	17.12.86	3591-3603	42,5	135	13,54	105,72	88,85	1,279	21,8	0,7477	0,8486	1,35	8,6	14,98	6,56	1,299
5	T ₃	22.12.86	3591-3603	42,5	136	12,34	111,75	93,92	1,360	26,5	0,7130	0,8404		7,2	16,95	7,67	1,301

Таблица 4.3.4-Физико-химические свойства дегазированных нефтей

№№ скважин	горизонт	Интервал перфорации	Место отбора проб	Дата отбора проб	Плотность нефти при 20°C , $\text{г}/\text{см}^3$	Вязкость динамическая Мпа С, при температуре					Содержание, % вес					Температура застывания, С	Температура вспыш.	Температура насыщ. нефти парафином	КСП	Молекулярный вес	Выход фракций, % об.						
						20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	воды	парафина	смола	силика	асфальтены						тех. примеси	Начало кипения, С	100°C	До 150°C	До 200°C	До 250°C	До 300°C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Месторождение Северное Карагие																											
3	T ₃	3626-3644	устье	24.09.86	0,8307	-	-	7,31	5,28	3,97	0,5	тс				+19					68	2	12	21	29	40	
3	T ₃	3626-3644	глуб	24.09.86	0,8320	-	-	9,70	6,64	4,56	2,0	тс				+26					63	3	14	22	33	46	
5	T ₃	3591-3603	устье.	17.11.86	0,8486	-	-	17,9	8,6	6,0	24 л	15,6	3,39	0,51		+31					75	2	8	15	24	35	
5	T ₃	3591-3603	глуб.	22.12.86	0,8401	-	-	11,62	7,22	5,06	сл	тс				+27			270		95	-	7	15	23	34	
6	T ₃	3617-3638	устье	27.12.86	0,8473	-	-	14,7	9,1	6,3	56,0					+22					-	-	-	-	-	-	
6	T ₃	3612-3622	устье	27.04.87	0,8438	-	-	12,95	7,77	5,54	1,5	0,5				+24					-	-	-	-	-	-	
Месторождение Алатюбе																											
1	T ₂	3758	устье	26.08.87	0,8431	-	-	12,48	7,55	5,33	1,0	2	19,46	5,7		+29					149	-	-	9	21	36	
1	T ₂	3758	устье	12.10.87	0,8367	-	-	9,95	6,66	4,19	1,05					+27					113	-	-	15	26	40	
1	T ₂	3758	устье	5.11.87	0,8333	-	-	8,97	5,80	3,88	0,1	17,62	1,22	отс		+25					111	-	7	16	27	41	
1*	T ₂	3758	-	25.01.88	0,8495	-	-	15,66	8,09	4,5	сл	17,45		2,1		+25					58	3	12	22	32	45	
2	T ₂	3885-3925	устье	12.04.88	0,8546	-	-	17,7	10,94	7,46	24	с				+25					134	-	2	8	16	29	
2	T ₂	3910-3946	устье	17.04.88	0,8420	-	13,46	7,37	5,99	-	от	9,28	2,46	0,49		+14					95	-	3	12	22	35	
2	T ₂	3824-3829	устье	10.07.88	0,8357	-	-	-	9,03	5,6	сл	тс				+32					71	7	16	24	40	59	
		3894-3896																									
		3902-3906																									
		3910-3916																									
		3924-3929																									
2	T ₂	-"	глуб.	25.07.88	0,8437						7	0,5				+31											

*проба отобрана в контейнеры из трубопровода при=87°C, разгазирована при P=42 атт=40°C



Таблица 4.3.5-Состав нефтяного газа

№ скважин	Горизонт	Дата отбора	Интервал перфорации	Содержание компонентов, % мольные										Удельный вес г/л	С3+В1 г/м ³
				Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Н-бутан	Изопентан	Н-пентан	Гексан+выс.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Месторождение Северное Карагие															
1 (глуб.)	T ₃	13.11.84	3656-3664 3671-3676	0,1	1,0	39,1	223	19,9	3,1	7,4	2,0	2,2	2,9	1,528	929
2 (глуб.)	T ₂	30.10.85	3814-3836 3844-3849	4,9	1,9	60,0	138	10,3	2,5	3,8	1,3	1,0	0,5	1,209	471
3	T ₃	18.01.86	3626-3644	0,8	2,2	41,2	210	22,0	3,4	6,8	1,1	1,1	0,4	1,428	804
3	T ₃	23.08.86	3626-3644	0,5	1,9	52,6	195	15,5	2,1	4,9	1,0	1,1	0,8	1,276	599
3 (глуб.)	T ₃	24.09.86	3626-3644	0,4	2,0	51,5	200	15,6	2,1	5,1	1,1	1,2	1,0	1,294	621
5 (глуб.)	T ₃	17.12.86	3591-3603	-	4,2	56,6	167	12,5	1,9	4,6	1,1	1,2	1,2	1,236	547
6	T ₃	27.04.87	3612-3622	-	2,6	53,0	199	14,6	2,0	4,9	1,0	1,2	0,8	1,165	482
Среднее по месторождению				0,3	2,3	49,1	199	16,7	2,4	5,6	1,2	1,3	1,2	1,336	679
Месторождение Алатюбе															
1 (устье после трапа)	T ₂	15.10.87	при забое 3758 м.	сл.	2,0	64,5	174	9,7	1,3	2,9	0,6	0,8	0,8	1,109	385
1-''-	T ₂	23.10.87	при забое 3758 м.	0,2	1,9	62,1	168	10,8	1,5	3,7	0,9	1,1	1,0	1,162	460
2 (устье после трапа)	T ₂	29.03.88	3810-3841	сл	1,8	55,3	169	14,8	2,1	5,0	1,1	1,6	1,4	1,281	634
2-''-	T ₂ A+B	10.07.88	3824-3829	1,0	3,0	64,0	169	7,1	1,6	3,3	0,9	1,1	1,1	1,128	382
			3894-3896												
			3902-3906												
			3910-3915												
			3924-3929												
2 (глуб.)	T ₂	26.07.88	-''-	1,8	3,5	56,6	180	10,3	1,8	3,6	1,2	1,4	1,8	1,23	506



4.4. Гидрогеологическая характеристика

Исходя из регионального гидрогеологического районирования и общих гидрогеологических условий Карагинская седловина относится к Южно-Мангышлакскому артезианскому бассейну второго порядка. С учетом литолого-фациальных особенностей разреза района работ Караоба - выделяются следующие водоносные серии: палеозойско-триасовая, юрская, меловая и палеоцен-нижнеэоценовая.

В процессе пластоиспытания палеозойской толщи на площадях Карагинской седловины притоков флюида не установлено. Но опираясь на данные ГИС, где в палеозойской толще выделяются пласты-коллектора (Сев.Карагие, скв. №4, интервал 4079-4088 м; Бортовая-Кожур-Жулдыз, скв. №1, интервал 4128-4342 м) можем предположить наличие водонасыщенных горизонтов и на проектируемой площади работ.

Химический облик пластовых вод приводится по аналогии с данными полученными в результате проводки скважин на площади Зап. Тенге и опробования месторождения Оймаша.

В начале разработки месторождения Оймаша были получены маломинерализованные воды из палеозоя. Минерализация составляет 8-26 г/л, с соответствующей плотностью 1,0035-1,04 г/см³, сульфатно-натриевого и хлормагниевого типа. В процессе разработки пластовые воды сменились высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого типа (скв. № № 9, 12, 13, 15, 25, 18 Оймаша).

Минерализация достигает до 170 г/л с плотностью 1,1 г/см³. Притоки на Оймаше составили от 0,5 м³/сут при переливе (скв. №9) до 0,43 м³/сут при $H_{\text{ср.дин.}}=1106,5$ м (скв. №14).

В процессе проводки скважины на площади Зап.Тенге (скв.1) из палеозоя был получен фонтан пластовой воды с дебитом 600 м³/сутки. Пластовые воды маломинерализованные, с минерализацией 19 г/л, карбонатно-натриевого типа.

Триасовый гидрогеологический этаж представлен двумя гидрохимическими зонами. Первая, охватывающая верхнетриасовые отложения, по гидрохимическому облику сходна с юрскими пластовыми водами (21). Это высокоминерализованные воды, хлоркальциевого типа. Минерализация достигает 130 г/л. Плотность равна 1,09 г/см³. Пластовые воды отличаются низкой сульфатностью, содержание сульфат-иона составляет сотые доли в процентном содержании от общей суммы катионов и анионов.



Во второй гидрохимической зоне, охватывающей среднетриасовые отложения, на участке работ в объеме пачек "А" и "Б" наблюдается гидрохимическая инверсия (21). Пластовые воды имеют низкую минерализацию порядка 50 г/л. Плотность вод варьирует в пределах 1,025-1,038 г/см³. Воды относятся к хлор-кальциевому типу.

Притоки флюида из скважин при опробовании триасовых отложений составили от 0,37 м³/сут при $H_{\text{ср.дин}}=1771$ м (скв. 2 Сев. Карагие) из верхнетриасовых до 8 м³/сутки при переливе (скв. №2 Сев. Карагие) из среднетриасовых. Наиболее широко распространены пластовые воды в юрском гидрогеологическом этаже. Пластовые воды относятся к крепким рассолам хлоркальциевого типа. Минерализация вод достигает 150 г/л. Плотность воды, замеренная при 20 °С, равна 1,11 г/см³. В водах содержится до 500 мг/л брома.

Характерной особенностью юрских отложений пластовых вод является наличие газа метанового типа 75-80 %. Отношение близко к 1, что указывает на древнее захоронение этих вод (7). Концентрация щелочно-земельных элементов в пластовых водах составляет: кальция-11,4 г/л, магния-2,9 г/л.

Результаты поисково-разведочных работ в пределах Карагиинской седловины показали, что водообильность юрской серии различные.

Притоки из средней юры (келловей) достигают до 40 м³/сутки при $H_{\text{ст-перелив}}$ (скв. 5 Арата), нижней юры-67 м³/сутки через 10 мм штуцер (скв. №5 Сев. Карагие, при ИПТ). Региональным водоупором для юрского гидрогеологического этажа служит карбонатно-глинистая толща келловей-оксфордского возраста. Статический уровень пластовых вод юры принят +25 м (6).

В разрезе верхнего гидрогеологического этажа на участке работ наиболее мощными являются водоносные комплексы альб-сеноманских и палеоцен-эоценовых отложений. В целом для этой части разреза характерно присутствие слабоминерализованных, нематаморфизованных вод с высоким содержанием сульфатов.

Апт-неокомский водоносный комплекс не исследован. Единственное опробование в неокоме проводилось в скв. 2 Сев. Карагие, где был получен приток воды с дебитом 86,4 м³/сут через колодку 26 мм, $P_{\text{пл}}=169,03$ ат. Пластовая температура 67 °С. Плотность воды, замеренная при 20 °С равна 1,016 г/см³, минерализация 30 г/л, тип вод хлоркальциевый.

Пластовые воды альб-сеноменского комплекса относятся по градации к сильно солоноватым. Минерализация составляет порядка 10 г/л. Плотность



равна $1,012 \text{ г/см}^3$. Тип вод сульфатно-натриевый. Дебит на изливе составляет $45 \text{ м}^3/\text{сутки}$ (скважина 36-В Алатюбе).

Статический уровень для вод меловой серии условно принят $+90 \text{ м}$ (б).

Воды палеоцен-эоценовых мергелей, изолированные от водоносных горизонтов четвертичных отложений толщей олигоценовых глин, обладают достаточно высоким напором. Дебит на изливе составляет $20\text{-}50 \text{ м}^3/\text{сутки}$ (по водяным скважинам Жулдыз, Кенестюбе, СеверноеКарагие). Избыточное давление на устье скважины 4-В Жулдыз достигало 15 ат. Плотность вод изменяется от $0,998$ до $1,002 \text{ г/см}^3$, минерализация соответственно от 4,6 до 10,7 г/л. Воды сульфатно-натриевого и хлормагнезиевого типов, слабометаморфизованные, с высокой сульфатностью, 835-2090 мг/л.

Статистический уровень для водоносной части описанного разреза принят равным $+55 \text{ м}$ (б).



Таблица 4.4. 1-Химический состав и физические свойства пластовых вод

Площадь	№№ скв	Интервал опробования, м	Инд. стр. подразд.	Дебит м ³ /сут.	Уст. дав. МПа	Пласт дав. МПа	Температура пласта 0С	Минерализация	Содержание ионов мг/л, мг-экв/					Плотность г/см ³	NH ₄ мг/л	I мг/л	Br мг/л	Наф.кис. мг/л	Тип вод по Сулину		
					Стат.ур. м				Na+K	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl	SO ₄ ²⁻								HCO ₃ ⁻
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Оймаша	9	3754-3788 3630-3648	PZ					25751,8	8999,9 391,3 45,1	670 83,5 8,35	108 9 1,05	14164,5 399 46	1150,6 24 2,75	658,8 10,8 1,20	1.0155	-	-	-	-	х-м	CO ₂ - 52,8 мг/л
Север. Карагие	2	3863-3820		8		50,89	-	10245	4035 175,44 0,77 6879,3		22 1,12 0,6	5408 152,9 84,9	480 1,0 0,5	123 20,21 11,3 634,4	1,007 1,05 1,12	-					
		3814-3836 3844-3849		6,9	49,7	137	60840,1	299,1 13,86 54265,4		480 40 1,85	37630 1060 49,11	416,4 8,7 0,4	10,4 0,48 79,3								
		3397-3380		2,86	-	-	179421,16	2329,38 37,32		2068,02 170,14	110567 3118,82	3,29 0,07	1,3 0,07 170,28								
Арага	5	3280-3270		23		32,9	-	134644,24	39459,67 1693,26 36,14		2,72 1477,8 121,53 2,59	49,98 82945 2339,11 49,92	0,002 0,56 0,14 0,0029	2,8 0,0597 97,6 1,6 0,3	1,09 1,016	94,3 4	5,13 1,7				
Сев. Карагие	2	1418-1439		86,4		16,9	67	30407,6	10453,5 454,5 87,2 1423,7		204 17 3,3	17125,2 432,4 93,2 1689,8	1607,3 33,5 6,5 840,3	170,8 2,8 2,05	1,001	-					
Алатюбе	36- 13	690-800		-		-	-	4228,6	61,9 45,6 13,44		24 2 1,45	47,6 35,05 3706,2	17,5 12,9 2236,9	378,2 6,7	1,02	-					
Сев. Карагие	1-В	120-160		125		-	-	8394,3	112 71,2		2,64 22 14	104,4 66,4	46,6 29,6	4,0							



5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Поисковое бурение на площади Караоба проектируется с целью поисков залежей нефти и газа в перспективной триасовой толще.

При бурении скважин должно быть обеспечено решение следующих задач:

- вскрытие проектных перспективных на нефть и газ комплексов в пределах прогнозируемых контуров залежей нефти и газа на выявленной в триасе ловушке;
- выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценку продуктивности каждого пласта по результатам анализа геолого-геофизических данных;
- испытание и получение притоков нефти и газа из отдельных выделенных пластов;
- определение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях, гидрогеологических особенностей нефтегазоперспективных комплексов пород;
- изучение физических свойств коллекторов продуктивных пластов по данным лабораторного исследования керна и по материалам ГИС;
- предварительная геометризация залежей нефти продуктивных горизонтов по геофизическим и промысловым параметрам, выделение этажей разведки;
- получение оценки запасов категорий C_2 и C_1 выявленных залежей нефти и газа.



Таблица 5.1. 1-Месторождение Караоба. Границы стратиграфических горизонтов

Группа	Система	Отдел	Надьярус, Ярус	Пробуренная		Проектные					
				Скважина 1		Скважина К-2		Скважина К-3		Скважина К-4	
				Кровля- подошва	Толщина	Кровля- подошва	Толщина	Кровля- подошва	Толщина	Кровля- подошва	Толщина
1	2	3	4	5	6	11	12	7	8	9	10
Кайнозойская	Четвертичная			0-10	10	0-10	10	0-10	10	0-10	10
	Палеогеновая			10-687	677	10-710	700	10-690	680	10-710	700
Мезозойская	Меловая	Верхний	Сенон- туронский	687-935	248	710-960	250	690-940	250	710-965	255
			Сеноманский	935-1028	93	960-1070	110	940-1050	110	965-1065	100
		Нижний	Альбский	1028-1652	624	1070-1680	610	1050-1670	620	1065-1685	620
			Аптский	1652-1760	108	1680-1795	105	1670-1780	110	1685-1790	105
			Неокомский	1760-2103	343	1795-2145	350	1780-2125	345	1790-2135	345
	Юрская	Верхний	Кимеридж- титонский	2103-2223	120	2145-2265	120	2125-2245	120	2135-2245	110
			Оксфордский	2223-2433	210	2265-2485	220	2245-2460	215	2245-2465	220
		Средний	Келловейский	2433-2545	112	2485-2590	105	2460-2570	110	2465-2575	110
			Батский	2545-2838	293	2590-2875	285	2570-2860	290	2575-2865	290
			Байосский	2838-3072	234	2875-3105	230	2860-3095	235	2865-3100	235
			Ааленский	3072-3350	278	3105-3385	280	3095-3370	275	3100-3380	280
		Нижний		3350-3552	202	3385-3585	200	3370-3570	200	3380-3580	200
		Триасовая	Верхний		3552-4412	860	3585-4455	870	3570-4450	880	3580-4450
	Средний			4412-4632	220	4455-4665	210	4450-4670	220	4450-4660	210
	Нижний			4632-4652	20	4665-4690	25	4670-4690	20	4660-4680	20
Палеозойская			4652- 4687*	69	4690-4800	110	4690-4800	110	4680-4800	120	

Примечание *- вскрыто по каротажу



5.2. Система расположения поисковых скважин.

Решение поисковых задач в перспективных на нефть и газ доюрских отложениях на поднятии Караоба, представляющего собой в среднем триасе полусвод примыкания к тектоническому нарушению F_1 , разделенного оперяющим нарушением F_2 на два блока I и II, достигается бурением в блоке I, дополнительно к пробуренной на сейсмопрофиле 280 поисковой скважине № 1 Караоба, двух скважин К-2 и К-4, а также в блоке II скважины К-3.

Учитывая существенно большие размеры блока I по сравнению с блоком II и, соответственно, выявление более крупных запасов нефти и газа, в совокупности с полученным притоком нефти из отложений верхнего триаса скважины №1 Караоба, а также не решение, в полном объеме, поисковых задач проектируем в блоке I независимую скважину К-2 и зависимую скважину К-4 от результатов бурения и опробования скважины К-2 в блоке I. Решение поисковых задач в блоке II возлагается на результаты бурения и опробования зависимой скважины К-3.

Выбор местоположения и расстояний между скважинами на структуре принимается, основываясь на структурном плане по триасовым отражающим горизонтам, результатам интерпретации ГИС К-1, суммарной толщины продуктивных горизонтов в средне- и верхнетриасовых отложениях и прогнозируемых, в пределах последней замкнутой изогипсы, контуров нефтеносности на триасовом поднятии. В верхнетриасовых отложениях северную границу залежей нефти условно ограничиваем зоной возможного литологического замещения продуктивных пластов –коллекторов.

Скважина К-2 – независимая, проектируется в блоке I на западном крыле поднятия в 0,7 км к северо-западу от скважины К 1 на сейсмопрофиле 280.

Скважина К-3 –зависимая, закладывается в блоке II в 1,95 км к северо - востоку от пробуренной скважины К-1 на сейсмопрофиле 279.

Скважина К-4 – зависимая, проектируется на юго-западной периклинали поднятия в 1,75 км от скважины К-1 на сейсмопрофиле 281.

Таким образом, скважины образуют в двух блоках один продольный профиль состоящий из трех скважин (№№ К-4, К-1, К-3.), в расстоянии до 0,5 км от тектонического нарушения и один короткий, поперечный, профиль (К-1, К-2) в блоке I (приложении № 4). Проектный горизонт для всех скважин – средний триас. Проектные глубины скважин К-2 – 4800 м, К-3 – 4800 м, К-4 – 4800 м.

Проектные глубины скважин приняты из расчета полного вскрытия триасовых отложений и углубления в палеозойскую толщу на 110-120 м с



учетом фактической погрешности регионального V^{IV}_2 горизонта на соседних площадях Алатюбе, Сартюбе, которая составляет 100-130 м. (Котов В.П., 1989 г.).



5.3. Геологические условия проводки скважин

Для решения поставленных задач – достижения проектных забоев проектных скважин, вскрытия прогнозируемых продуктивных горизонтов, не допуская при этом аварий, как в процессе бурения, так и освоения, были учтены опыт бурения скважины № 1 Караоба и скважин на соседних месторождениях.

При планировании бурения проектных скважин, а также для выбора типов долот предлагается использовать данные о давлении и температуре по разрезу, физико-механических свойствах горных пород слагающих разрез месторождения (таблицы 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3).

Давление и температура по разрезу. При бурении проектных поисковых скважин, на основании данных фактических замеров и геофизических исследований из скважины №1 Караоба и соседних площадей, ожидаются следующие давления и температуры, которые представлены в таблицах 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3.

Пластовое давление

Из анализа геолого-промысловых данных по соседним площадям установлено, что достоверными пластовыми давлениями охарактеризованы отложения нижней юры, верхнего, среднего триаса и палеозоя.

Градиенты пластового давления в этих отложениях соответственно составляют 0,0110; 0,0121 и 0,0121 МПа/м.

В отложениях, где отсутствуют замеры пластового давления и их градиенты, они рассчитаны по формулам (16).

$$\eta_{\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл}}}{H};$$

где $\eta_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления, МПа/м;

H - расчетная глубина (подошва стратиграфического подразделения), м;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа.

$$P_{\text{пл}} = \frac{(C-\Gamma) \cdot \gamma}{100};$$

где C- статистический уровень пластовых вод, абс.отм;

Г- расчетная глубина, абс.отм.;

γ - плотность пластовых вод, г/см³.

Статистический уровень и плотность пластовых вод приняты по Сыдыкову Ж.С. (17) и Корценштейну В.Н. (15).

Пластовая температура

Геотермический градиент рассчитан по формуле:



$$\Gamma = \frac{T - T_0}{H - H_0} * 100,$$

где Γ - геотермический градиент, °С/100 м;

$H_0=25$ м - глубина залегания нейтрального слоя;

$T_0 = 15^\circ\text{C}$ - температура на глубине нейтрального слоя;

H_0 – расчетная глубина, м;

T - температура на расчетной глубине (°С), приняты по замеру в скважине № 1 месторождения Караоба.

Ожидаемые осложнения в процессе бурения проектных поисковых скважин. В процессе проводки стволов проектных поисковых скважин возможны осложнения, в виде поглощения бурового раствора, обвалов и осыпей стенок скважин, прихватоопасных зон, нефтегазоводопроявлений и других осложнений, обусловленные физико-механическими свойствами пород вскрываемого разреза.

При бурении скважины № 1 Караоба в интервале верхнетриасовых отложений 4263-4265 м (забой 4301 м) наблюдалось нефтегазопроявление. На скважине отсутствовал барит для утяжеления бурового раствора, поэтому были установлены цементные мосты в интервалах: 3580-3680 м и 500-550 м. После разбуривания цементного моста в интервале 3550-3670 м, нефтегазопроявление возобновилось.

После спуска 146 мм эксплуатационной колонны в скважине был испытан первый объект в интервале 4378-4382 м. В результате получен фонтанный приток нефти. Для перехода на следующий объект при попытке подъема НКТ было обнаружено, что они прихвачены.

Исходя из вышеизложенного, а также, учитывая данные промыслово-геофизических исследований на площадях – аналогах при бурении проектных скважин возможные осложнения приведены в таблице 5.3.4.



Таблица 5.3.1-Геологические условия проводки скважины № К-2

Интервалы разреза с различ. геолого-технич. условиями, м			Страт. приуроченность	Литологические особенности харак-ка разреза	Категории пород		Ожидаемые пласт. давления, МПа	Температура, °С	Углы и направления падения пластов
от (верх)	до (низ)	толщ			по твердости	по абразив			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	10	10	Q	Суглинки Супеси Пески Глины	Мягкие Средние	1-4	0	14	до 1°
10	710	700	P	Песчаники Мергели Известняки Глины	M+C	2-3	8	40	до 1°
710	960	250	K _{2st}	Известняки Мел Мергели Песчаники	M+C	2-4	11	49	до 1°
960	1070	110	K _{2s}	Песчаники Алевриты Глины	M+C	2-4	12	53	до 1°
1070	1680	610	K _{1a}	Песчаники Алевриты Глины	M+C	3-4	18	75	до 1°
1680	1795	105	K _{1ap}	Алевриты Песчаники Глины Мергели	M+C	3-4	20	79	до 1°
1795	2145	350	K _{1nc}	Песчаники Глины Известняки Доломиты Мергели	M+C+T	3-8	24	91	до 1°
2145	2265	120	J _{3km-tt}	Известняки Доломиты Мергели Алевриты Песчаники	C+T	3-8	24	96	до 1°
2265	2485	220	J _{3ox}	Глины Известняки Мергели	C+T	3-8	26	104	до 1°
2485	2590	105	J _{2k}	Глины Песчаники Мергели Известняки	C+T	3-8	27	107	до 1°
2590	2875	285	J _{2bt}	Глины Алевриты Песчаники	C+T	3-8	31	118	до 1°
2875	3105	230	J _{2b}	Глины Алевриты Песчаники Мергели	C+T	3-8	33	126	до 1°
3105	3385	280	J _{2a}	Глины Алевриты Песчаники Гравелиты Галечники	C+T	3-8	36	136	до 1°
3385	3585	200	J ₁	Глины Песчаники Алевриты Аргиллиты	C+T	3-8	39	143	до 1°



Продолжение таблицы 5.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3585	4455	870	T ₃	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	С+Т	3-8	54	174	до 3°
4455	4665	210	T ₂	Известняки Доломиты Песчаники Глины Аргиллиты	С+Т	3-8	57	181	до 3°
4665	4690	25	T ₁	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	Т	6-8	57	182	до 3°
4690	4800	110	P	Сланцы Песчаники	Т	6-8	58	187	до 3°



Таблица 5.3.2-Геологические условия проводки скважины № К-3

Интервалы разреза с различ. геолого-технич. условиями, м			Страт. приуроченность	Литологические особенности харак-ка разреза	Категории пород		Ожидаемые пласт. давления, МПа	Температура, °С	Углы и направления падения пластов
от (верх)	до (низ)	Толщина			по твердости	по абразив			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	10	10	Q	Суглинки Супеси Пески Глины	Мягкие Средние	1-4	0	14	до 1°
10	690	677	P	Песчаники Мергели Известняки Глины	M+C	2-3	8	39	до 1°
690	940	250	K _{2st}	Известняки Мел Мергели Песчаники	M+C	2-4	10	48	до 1°
940	1050	110	K _{2s}	Песчаники Алевриты Глины	M+C	2-4	12	52	до 1°
1050	1670	620	K _{1a}	Песчаники Алевриты Глины	M+C	3-4	18	74	до 1°
1670	1780	110	K _{1ap}	Алевриты Песчаники Глины Мергели	M+C	3-4	20	78	до 1°
1780	2125	345	K _{1nc}	Песчаники Глины Известняки Доломиты Мергели	M+C+T	3-8	23	91	до 1°
2125	2245	120	J _{3km-tt}	Известняки Доломиты Мергели Алевриты Песчаники	C+T	3-8	24	95	до 1°
2245	2460	215	J _{3ox}	Глины Известняки Мергели	C+T	3-8	26	103	до 1°
2460	2570	110	J _{2k}	Глины Песчаники Мергели Известняки	C+T	3-8	27	107	до 1°
2570	2860	290	J _{2bt}	Глины Алевриты Песчаники	C+T	3-8	31	117	до 1°
2860	3095	235	J _{2b}	Глины Алевриты Песчаники Мергели	C+T	3-8	33	126	до 1°
3095	3370	275	J _{2a}	Глины Алевриты Песчаники Гравелиты Галечники	C+T	3-8	36	135	до 1°



Продолжение таблицы 5.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3370	3570	200	J ₁	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	С+Т	3-8	39	142	до 1°
3570	4450	880	T ₃	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	С+Т	3-8	54	175	до 3°
4450	4670	220	T ₂	Известняки Доломиты Песчаники Глины Аргиллиты	С+Т	3-8	57	182	до 3°
4670	4690	20	T ₁	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	Т	6-8	57	182	до 3°
4690	4800	110	P	Сланцы Песчаники	Т	6-8	58	187	до 3°

Таблица 5.3.3-Геологические условия проводки скважины № К-4

Интервалы разреза с различ. геолого-технич. условиями, м			Страт. приуроченность	Литологические особенности хар-ка разреза	Категории пород		Ожидаемые пласт. давления, МПа	Температура, °С	Углы и направления падения пластов
от (верх)	до (низ)	Толщина			по твердости	по абразив			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	10	10	Q	Суглинки Супеси Пески Глины	Мягкие Средние	1-4	0	14	до 1°
10	710	700	P	Песчаники Мергели Известняки Глины	М+С	2-3	8	40	до 1°
710	965	255	K _{2st}	Известняки Мел Мергели Песчаники	М+С	2-4	11	49	до 1°
965	1065	100	K _{2s}	Песчаники Алевролиты Глины	М+С	2-4	12	52	до 1°
1065	1685	620	K _{1a}	Песчаники Алевролиты Глины	М+С	3-4	19	75	до 1°
1685	1790	105	K _{1ap}	Алевролиты Песчаники Глины Мергели	М+С	3-4	20	79	до 1°
1790	2135	345	K _{1nc}	Песчаники Глины Известняки Доломиты Мергели	М+С+Т	3-8	23	91	до 1°



Продолжение таблицы 5.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2135	2245	110	J ₃ km-tt	Известняки Доломиты Мергели Алевролиты Песчаники	C+T	3-8	24	95	до 1°
2245	2465	220	J ₃ ox	Глины Известняки Мергели	C+T	3-8	26	103	до 1°
2465	2575	110	J ₂ k	Глины Песчаники Мергели Известняки	C+T	3-8	27	107	до 1°
2575	2865	290	J ₂ bt	Глины Алевролиты Песчаники	C+T	3-8	31	117	до 1°
2865	3100	235	J ₂ b	Глины Алевролиты Песчаники Мергели	C+T	3-8	33	126	до 1°
3100	3380	280	J ₂ a	Глины Алевролиты Песчаники Гравелиты Галечники	C+T	3-8	36	136	до 1°
3380	3580	200	J ₁	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	C+T	3-8	39	143	до 1°
3580	4450	870	T ₃	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	C+T	3-8	54	174	до 3°
4450	4660	210	T ₂	Известняки Доломиты Песчаники Глины Аргиллиты	C+T	3-8	57	180	до 3°
4660	4680	20	T ₁	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	T	6-8	57	182	до 3°
4680	4800	120	P	Сланцы Песчаники	T	6-8	58	187	до 3°



Таблица 5.3.1-Ожидаемые осложнения при бурении

Интервалы глубин, м		Возраст пород	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5
0	10	Q	Поглощение бурового раствора	Поглощение возможно из-за низких Рпл, Водопроявления возможны при недостаточной репрессии на пласты при бурении, а также при подъеме бурильного инструмента.
10	690	P	Водопроявления Прихватоопасные зоны	При СПО возможны посадки, затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины и результате коркообразования и набухания мело - мергелистых пород
940	1050	K _{2s}	Поглощение бурового раствора Водопроявления	Поглощение возможно при СПО Водопроявления возможны при недостаточной репрессии на пласты при бурении, а также при подъеме бурильного инструмента.
1050	1670	K _{1a}	Поглощение бурового раствора Водопроявления	Поглощение возможно при СПО Водопроявления возможны при недостаточной репрессии на пласты при бурении, а также при подъеме бурильного инструмента.
1670	1780	K _{1ap}	Поглощение бурового раствора	Поглощение возможно при СПО
1780	2125	K _{1nc}	Поглощение бурового раствора	Поглощение возможно при СПО
2125	2460	J ₃	Поглощение бурового раствора Водопроявления	Поглощение возможно при СПО Водопроявления возможны при недостаточной репрессии на пласты при бурении, а также при подъеме бурильного инструмента.
2460	3370	J ₂	Осыпи и обвалы Водопроявления	В процессе вскрытия и при дальнейшем бурении возможны осыпи и обвалы стенок скважин. Водопроявления возможны при недостаточной репрессии на пласты при бурении, а также при подъеме бурильного инструмента.
3370	3570	J ₁	Осыпи и обвалы Водопроявления	В процессе вскрытия и при дальнейшем бурении возможны осыпи и обвалы стенок скважин. Водопроявления возможны при недостаточной репрессии на пласты при бурении, а также при подъеме бурильного инструмента.
3570	4450	T ₃	Осыпи и обвалы Прихватоопасные зоны Нефтегазоводопроявления Поглощение бурового раствора	В процессе бурения возможны осыпания аргиллитов и туфогенных пород. При оставлении инструмента без движения более 48 час. Нефтегазоводопроявления возможны при СПО и промывках. Поглощения промывочной жидкости из-за АНПД нефтегазонасыщенных пластах-коллекторах.
4450	4670	T ₂	Осыпи и обвалы Прихватоопасные зоны Нефтегазоводопроявления Поглощение бурового раствора	В процессе бурения возможны осыпания аргиллитов и туфогенных пород. При оставлении инструмента без движения более 48 час. Нефтегазоводопроявления возможны при СПО и промывках. Поглощения промывочной жидкости из-за АНПД нефтегазонасыщенных пластах-коллекторах
4670	4690	T ₁	Осыпи и обвалы Прихватоопасные зоны Нефтегазоводопроявления Поглощение бурового раствора	В процессе бурения возможны осыпания аргиллитов и туфогенных пород. При оставлении инструмента без движения более 48 час. Нефтегазоводопроявления возможны при СПО и промывках. Поглощения промывочной жидкости из-за АНПД нефтегазонасыщенных пластах-коллекторах.
4690	4800	P	Осыпи и обвалы Нефтегазоводопроявления Поглощение бурового раствора	В процессе бурения возможны осыпания аргиллитов и туфогенных пород. Нефтегазоводопроявления возможны при СПО и промывках. Поглощения промывочной жидкости из-за АНПД нефтегазонасыщенных пластах-коллекторах.



5.4. Характеристика промывочной жидкости

При выборе бурового раствора необходимо учесть проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- осыпи и обвалы стенок скважины;
- поглощение бурового раствора;
- сальникообразование;
- прихватопасносные зоны;
- нефтегазоводопроявления.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- не допускать превышения допустимой репрессии на продуктивный пласт;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры)
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта, при необходимости, в качестве утяжелителя бурового раствора, рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты;
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент во избежание загрязнения коллектора.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы, особенно в кавернозной части ствола, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5,0-7,0 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора, предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы; вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги. Исходя из выше изложенного предлагается следующие параметры бурового раствора:



Таблица 5.4. 1-Рекомендуемая характеристика промывочной жидкости

Интервал от стола ротора, м		Название (тип) промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости							Название хим.реагентов
от (верх)	до (низ)		Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек.	СНС, фунт/100 кв.фут		Водоотдача поАНИ, мл/30 мин	рН	Содержание песка,%	
					1	10				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20	Глинистый	1,12	30-34	Не регламентируется					Техническая вода Сода каустическая, кальцинированная, Бентонит
20	400	Глинистый	1,12	30-34	1-7	2-9	<7	8,0-9,0	<1	Барит РАС LV
400	1000	Ингибированный полимер-хлоркалийевый	1,18 - 1,28	30-73	2-11	6-23	<6	8,5-9,5	<1	Техническая вода Сода каустическая, кальцинированная, Хлористый калий Biocide Мил-пак R Мил-пакLV DrillStarch Defoam,XanThan LUBE
1000	4800	Ингибированный полимер-хлоркалийевый	1,28 - 1,33 (по замеру Рпл в Т ₃ и рекомендуемые при ИПТ скв.1 – Караоба)	30-73	2-11	6-23	<6	8,5-9,5	<1	Техническая вода Сода каустическая, кальцинированная, Хлористый калий Biocide Мил-пак R Мил-пакLV DrillStarch Defoam,XanThan LUBE



5.5. Обоснование типовой конструкции скважин

Проектом, с целью с целью выяснения перспектив нефтегазоносности триасовых отложений предусматривается бурение 3 поисковых скважин.

Исходя из горно-геологических условий бурения скважины №1 Караоба, а также с учетом опыта бурения ранее пробуренных скважин на ближайших к контрактной территории месторождениях (Алатюбе, Атамбай-Сартюбе) и в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли» предусматриваются следующая конструкция вертикальных скважин.

Таблица 5.5. 1-Рекомендуемая конструкция проектных скважин.

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, мм		Марка стали	Глубина спуска колонн, м	Высота подъема цемента от устья, м
		долота	колонны			
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление		630		10	0
2	Кондуктор	555	426	Д	100	0
3	I Промежуточная колонна	394	324	Д	1200	0
	II Промежуточная колонна	295,3	245	Е	3630	0
4	Эксплуатационная колонна	187,3-200	146		4800	0

5.6. Оборудование устья скважины

Ожидаем, что поисковые скважины К-2, К-3 К-4 после бурения будут вводиться в эксплуатацию фонтанным способом. В случае отсутствия фонтанного притока или несоответствия полученного дебита к запланированному дебиту, скважина будет переводиться на механизированный способ эксплуатации.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой и обвязывается с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование. Система ПВО обеспечивает безопасное проведение следующих работ:

- ✓ спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;
- ✓ герметизацию скважины, включающую закрывание-открывание



плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;

- ✓ циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;
- ✓ оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Оборудование устья скважины приведены в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6. 1–Противовыбросовое оборудование проектных скважин

Тип противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаем.устьевое давление МПа	Кол-во превентеров	Диаметр, колон.на которое устанавливается оборудование,
ОП1 – 350*350	35,0	6,0	2	324
ОП2-230*700	35,0	33,5	3	245
ОКК2-700*146*245*324	35,0	33,5	-	обвязка колонн
АФ 5м – 65*700	35,0	33,5		146

5.7. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах

5.7.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Отбор керна на площади Караоба проектируется во всех трёх поисковых скважинах: независимой Караоба-2, расположенной на блоке I, в зависимой скважине Караоба 3 на блоке II и зависимой скважине К-4 на блоке I.

Целью отбора керна в поисковых скважинах К-2 и К-3 является получения информации о фильтрационно - емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, проницаемость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся важнейшими исходными данными при подсчете запасов и проектировании разработки. Кроме того, керн отбирается для уточнения стратиграфических границ. Задачей отбора керна в скважине К-4 является отбор и изучение керна залежей, которые по разным причинам оказались не освещены керном или керн не надлежащего качества.

К настоящему времени в поисковой скважине Караоба-1 выявлена нефтяная залежь: в верхнем триасе, аналог «базального» песчаника верхнего триаса ряда месторождений Карагиинской седловины (Сев.Карагие, Кариман и др). В среднем триасе скважины К-1 выделено по ГИС ряд интервалов с характеристикой нефтенасыщенные ассоциируемые с вулканогенно-карбонатными отложениями ряда разрабатываемых месторождений (Атамбай-Сартюбе, Алатюбе, Долинное, Кариман).

В таблице 5.7.1 приведены ориентировочные интервалы отбора керна,



коррелируемые относительно скважины К-1, которые должны уточняться по мере бурения новых скважин по материалам ГИС и газового каротажа.

Таблица 5.7. 1-Проектные интервалы отбора керна

Стратиграфия возраст отложений	Скважины					
	К-2		К-3		К-4	
	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м
J ₁	3400-3409	9	3450-3459	9	3571-3580	9
T ₃	3585-3594	9	3580-3589	9	3680-3689	9
	3600-3609	9	4400-4409	9	4300-4309	9
	4420-4429	9	4441-4450	9	4420-4429	9
T ₂	4590-4608	18	4546-4564	18	4550-4568	18
	4620-4638	18	4582-4600	18	4582-4600	18
T ₁	4680-4689	9	4670-4679	9	4660-4669	9
Pz	4791-4800	9	4791-4800	9	4791-4800	9
Итого:		90		90		90

5.7.2. Геофизические и геохимические исследования.

С целью наиболее полного изучения геологического строения площади, определения литологического состава пород, выделения в разрезе коллекторов, оценки характера их насыщения и контроля за техническим состоянием поисковой скважины, в последней проводится обязательный комплекс геофизических исследований скважины (ГИС).

Объем промыслово-геофизических работ проектируется в соответствии с инструкцией «Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований».

Сведения по проектируемому комплексу ГИС по разделам определяющим их целевое назначение приведены в нижеследующей таблице 5.7.2. В настоящее время регистрация геофизических параметров выполняется в цифровом формате, масштаб записи не имеет значения.



Таблица 5.7. 2-Обязательный комплекс геофизических исследований

№№ п/п	Виды исследований, их целевые назначение	Предоставление бумажной копии в масштабг глубин	Интервалы исследований, м
1	2	3	4
	1.В кондукторе	1:500	0-100
1	Акустическая цементометрия	1:500	10-4800
	II. В открытом стволе		
	А. Изучение строения, литологии, коллекторских свойств		
2	Каротаж сопротивления (КС),	1:500/1:200	10-4800
3	Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)	1:500/1:200	10-4800
4	Акустический каротаж (АК) - скорость пробега продольной волны	1:500/1:200	700-4800
5	Компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (КНК)	1:500/1:200	100-4800
6	Гамма-каротаж	1:500/1:200	100-4800
7	Спектральный гаммакаротаж	1:500/1:200	3400-4800
8	Термометрия скважины	1:500/1:200	100-4800
9	Измерение диаметра скважины (ДС)	1:500/1:200	10-4800
10	Инклинометрия скважины (ИС)	1:500/1:200	10-4800
11	Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ)	1:500/1:200	700-4800
12	Гамма-гамма каротаж (ГГК) + Фотоэлектрический эффект (ФЭ)	1:500/1:200	2100-4800
13	Боковой микрокаротаж (БМК)	1:500/1:200	2100-4800
14	Микрокаротаж (МК)	1:500/1:200	2100-4800
15	Геохимические исследования	1:500/1:200	700-4800
	Б. Определение насыщения	1:500/1:200	
16	Боковой каротаж (БК)	1:500/1:200	2100-4800
17	Индукционный каротаж (ИК) (ВИКИЗ)	1:500/1:200	2100-4800
18	Резистивиметрия скважин (Рез)	1:500/1:200	100-4800
19	Испытание пластов на трубах (ИПТ)		
	III. В обсаженной скважине		
	А. Изучение технического состояния скважины		
20	Контроль цементации (АКЦ, ЦМТУ)	1:500	10-4800
21	Локаатор муфт (ЛМ)	1:500	10-4800
22	Определение геотермического градиента	1:500	10-4800



Промежуточный каротаж, как правило, проводится перед спуском кондуктора и технических колонн.

С целью контроля и недопущения искривления скважины, а также на случаи осложнения ствола (обвалы, прихват бур инструмента, проявления и т.д.) и уточнения глубины первого интервала отбора керна и ИПТ предлагается промысловые-геофизические работы выполнять в интервалах, приведенных в таблице 5.7.3.

Таблица 5.7. 3-Рекомендуемые интервалы и методы проведения ГИС

№№ п/п	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	4800	Газовый каротаж,		100-4800	
2	700	Отбор , изучение шлама	через 25м	100--700	
	2125			700-2125	подошва мела
	3550		10	2125- 3570	подошва юры
	4660		5--2	3550-4670	T ₃ -T ₂
	4800		10	4670-4800	Pz
3	100	Ст. каротаж, КВ, ПС,ИК, ГК	500/200	10-100	кондуктор
4	1210	Ст. каротаж, КВ, ПС, ИК,ГК, АК	500/200	100-1200	1 тех.колонна
5	2160	Ст. каротаж, КВ, ПС, ИК, ГК,КНК, АК	500/200	1200-2125	подошва мела
6	3640	Ст. каротаж, КВ, ПС, БК. МБК, МЗ, ИК, ГК,КНК, АК	500/200	2125-3630	2 тех. колонна
7	4460	Ст. каротаж, КВ, ПС, БК*. МБК, МЗ, ИК*, ГК, СГК, КНК, ,ГГКп,АК	500/200	3630-4450	верхний триас
8	4460	Ст. каротаж, КВ, ПС, БК*. МБК, , ГК, СГК, КНК, , ГГКп,АК	500/200	4450-4800	нижний триас, забой

Большую роль при решении геолого-технологических задач играют геохимические исследования, включающие газовый каротаж в процессе бурения, который определяет количество и состав газа, попавшего в промысловую жидкость при вскрытии пласта, содержащего углеводородные газы.



Геохимические исследования шлама – это комплекс работ по исследованию состава и количества углеводородных газов, извлекаемых из шлама путем термовакуумной дегазации. Цель всех геохимических исследований в комплексе ГТИ – выделение перспективных интервалов разреза скважины и оценка характера их насыщения.

После проведения и обработки промыслово-геофизических исследований сервисная геофизическая служба выдает заключение с рекомендациями на проведение ИПТ, отбор керн

5.7.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

Для ускорения оценки нефтегазоносности вскрываемого разреза в проектируемых скважинах площади Караоба предусматривается проведение испытаний с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах типа КИИ-146, МИГ-127, «Уралец».

Согласно инструкции до спуска пластоиспытателя необходимо провести локатор муфт для замера длины бурильного инструмента и прихватопределения буртруб.

С целью привязки вскрываемого разреза скважины, выбора объекта для испытания и площадки для распаковки, перед каждым пластоиспытанием необходимо произвести каротажы сопротивления (КС), потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и замер диаметра скважины (ДС) в масштабе 1:500.

Качество пластоиспытания зависит от геолого-технического состояния скважины, обусловленного геологическими особенностями вскрываемого разреза и технологии бурения скважины. Эти условия определяют продолжительность времени стоянки на притоке, необходимого для установления продуктивности испытываемого объекта. Вопрос об оптимальной продолжительности времени стоянки на притоке не может быть решен без учета репрессии, создаваемой в процессе бурения на пласт, коллекторских свойств пласта, времени воздействия промывочной жидкости и др.

Необходимым условием достоверности пластоиспытания является создание репрессии вскрытия не более 3,5 МПа. Определение начального давления притока целесообразно осуществлять в соответствии с «Практическим руководством.....» (18).

Проектом предусматривается проведение пластоиспытаний в отложениях верхнего, среднего и нижнего триаса. При пластоиспытании в скважине № 1 Караоба получен приток нефти дебитом 8 м³/сут из базального пласта верхнетриасовой толщи. Из аналогичных отложений в скважинах



№№1, 3, 5, 6, 8, 14 площади Северное Карагие при ИПТ были получены промышленные притоки нефти. Приток нефти с помощью ИПТ был получен из данного пласта также в скв.№ 1 Алатюбе и №1 Тарлы-Куйжак. По данным РИГИС в верхне-триасовом разрезе, кроме базального пласта, в скважинах №2, 3 Алатюбе выделяются до 8 нефтенасыщенных, битуминозных пластов.

Для оценки насыщенности верхнетриасового разреза в данном проекте предусматривается пластоиспытание трех объектов, включая базальной пласт.

Промышленный приток нефти из вулканогенно-карбонатной толщи среднего триаса с помощью ИПТ получены на площадях Алатюбе, Атамбай-Сартюбе. В перспективном разрезе проектом предусматривается охват пластоиспытанием вулканогенно-карбонатной толщи. С целью точной привязки результатов опробования к литологическим пачкам «А», «АБ», «Б» рекомендуется сокращать интервалы пластоиспытания до 15-25 м (19).

Следует предусмотреть разбуривание оставшейся после пластоиспытания в скважине резиновой части пакера длиной интервала бурения не более 5 м.

В верхнем триасе развиты порово-трещинные коллектора, а в среднем триасе сложные коллектора порово-трещинного, трещинного, каверново-порового типов. Однозначная оценка насыщения триасовых коллекторов достигается ограничением репрессии вскрытия 2,0 МПа (20).

Достоверная оценка насыщенности разреза достигается 2-х кратным превышением депрессии испытания над репрессией вскрытия в отложениях с каверново-поровым типом коллектора и 4-5 кратным превышением в отложениях среднего триаса с трещинным, и порово-трещинным типами коллекторов (18, 19).

Результаты проведенных пластоиспытаний на Северном Карагие и Алатюбе подтверждают правомерность и объективность выведенных «критерий достоверности» пластоиспытаний глубокозалегающих коллекторов. При соблюдении рекомендуемых условий вскрытия и пластоиспытания доюрских отложений со сложным типом коллектора можно рассматривать объект пластоиспытания как геологически информативный.

В других технически успешных объектах пластоиспытаний когда отмечаются следующее: высокие репрессии вскрытия, небольшие превышения депрессий испытания над репрессией вскрытия, отсутствие притока или получение бурового раствора можно однозначно говорить о кольматации коллекторов выделенных в интервале испытания по РИГИС, а



технически успешно проведенный объект пластоиспытания следует считать геологически неинформативным при оценке насыщения испытанных отложений.

При неудачном пластоиспытании необходимо его повторить с уменьшением или увеличением интервала испытания.

При бурении триасового разреза, если отмечаются поглощение промывочной жидкости, или увеличение скорости проходки, можно уверенно отмечать наличие высокопористых и высокопроницаемых пластов-коллекторов, которые необходимо испытать с помощью ИПТ.

Проектные интервалы пластоиспытаний приведены в таблице 5.7.4.

Недропользователь может вносить коррективы в интервалы пластоиспытаний после получения результатов промежуточного каротажа.

Таблица 5.7. 4-Проектные интервалы пластоиспытаний в скважинах площади Караоба

Индекс страт.подразделений	Скважина К-2		Скважина К-3		Скважина К-4		Диаметр пакера, мм	Депрессия, МПа
	№ объекта	Интервалы пластоиспытаний, м	№ объекта	Интервалы пластоиспытаний, м	№ объекта	Интервалы пластоиспытаний, м		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
T ₃	1	4240-4260	1	4290-4320	1	4230-4250	-	-
T ₃	2	4360-4380	2	4370-4390	2	4350-4370	-	-
T ₃	3	4400-4420	3	4400-4430	3	4400-4430	-	-
T ₂	4	4540-4570	5	4530-4550	4	4540-4560	-	-
T ₂	5	4570-4600	5	4570-4590	5	4580-4600	-	-
T ₂	6	4600-4620	6	4620-4650	6	4610-4630	-	-

Примечание: Интервалы пластоиспытаний будут корректироваться по результатам заключений ГИС геологической службой Недропользователя. Рекомендуем проводить геологические информативные объекты пластоиспытания, которые достигаются в технически успешных объектах пластоиспытания перспективного разреза пройденного бурением на минимальных репрессиях промывочной жидкости. При пластоиспытании триас-палеозойского разреза, с прогнозируемыми коллекторами сложного типа, рекомендуем создавать 4-5 кратное превышение депрессии испытания над репрессией вскрытия. Время притока пластоиспытания определяется интенсивностью притока пластового флюида.



5.7.4. Опробование, испытание и исследование пластов

Испытание в эксплуатационной колонне

При достижении проектной глубины и наличия нефтегазонасыщенных пластов, выделенных по материалам ГИС и с учетом данных газового каротажа и признакам нефти и газа в керне, а также по результатам ИПТ геологической службой компании ТОО «КДЛ Компани» решается вопрос о спуске эксплуатационной колонны и выборе объекта перфорации.

Перфорация выделенных по ГИС продуктивных интервалов проводится "снизу-вверх".

Ниже приводятся рекомендации для испытания продуктивных пластов с целью получения притоков нефти и газа.

Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Вторичное вскрытие продуктивных пластов рекомендуется производить спуском кумулятивного перфоратора на каротажном кабеле в интервал перфорации, заполненный перфорационной жидкостью плотностью, исключающей возможность нефтегазопроявлений и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости коллектора (при репрессии на пласт).

Плотность перфорации следует выбирать с учетом геолого-промысловых характеристик вскрываемого объекта, чтобы не вызывать побочных нарушений колонны и цементного камня.

Так как длина канала проникновения кумулятивной струи зависит от расстояния заряда до обсадной колонны, то при выборе диаметра перфоратора должен быть обеспечен минимально допустимый зазор между перфоратором и колонной, надежно обеспечивающий проходимость перфоратора в скважине.

Фирму для проведения перфорации выбирает недропользователь и, следовательно, решает применение какими перфораторами и какой плотности отверстий на 1 погонный метр.

После перфорации при репрессии на пласт рекомендуется спустить колонну насосно-компрессорных труб, с воронкой на глубину на 10 м выше верхней границы интервала перфорации.

Испытание и исследование объектов в эксплуатационной колонне проводить по индивидуальному плану работ с учетом технологических регламентов на эти работы, согласованному с Главным геологом. Работы по освоению и испытанию скважины могут быть начаты при наличии акта о



готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечения следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает техническому проекту и требованиям охраны недр;
- эксплуатационная колонна должна быть прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой;
- установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

До начала работ по испытанию скважин на устье устанавливается фонтанная арматура. Фонтанная арматура обвязывается с наземными коммуникациями и необходимыми техническими средствами.

В водонефтяных зонах, во избежание преждевременного обводнения, не рекомендуется вскрывать нижнюю 1/3 часть нефтенасыщенной толщины, а в газонефтяных зонах, во избежание преждевременного прорыва газа, не рекомендуется вскрывать верхнюю 1/3 часть нефтенасыщенной толщины.

После перфорации спустить колонну насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм и с толщиной стенки 5,5 мм на 10 м выше верхней границы интервала перфорации. Низ НКТ оборудовать воронкой для беспрепятственного прохождения глубинных контрольно-измерительных приборов и пробоотборников.

Комплекс работ по освоению скважин должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от твердой фазы и фильтраата бурового раствора. Вызов притока сменой раствора на воду с соблюдением Правил техники безопасности и охраны окружающей среды.

На фонтанную арматуру установить лубрикатор, а над устьем – лубрикаторную площадку.

При получении притока пластового флюида произвести гидродинамические исследования для получения информации о характере насыщенности пласта, его гидродинамических характеристиках и потенциальных возможностях, а именно:

- при не переливающим притоке проследить рост динамического уровня до статического и получения пластового флюида выше зоны перфорации не менее 100 м, отобрать пробы пластового флюида.

О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составлять подробный рапорт и необходимые акты.



К испытанию вышележащего объекта переходить только после установки отсекающего цементного моста и проверки его герметичности двумя способами:

- опрессовкой на давление опрессовки эксплуатационной колонны;
- до снижения значения гидростатического давления меньше пластового.
- Исследование объекта проводить сроком до 3-х месяцев, но не менее чем, на 3-х режимах. при получении промышленных притоков нефти или газа планируется проведение гидродинамических и газодинамических исследований, отбор проб пластового флюида и проведение лабораторных исследований с целью получения необходимых параметров для оперативного подсчета запасов.

По результатам гидродинамических исследований решить вопрос о способе эксплуатации скважины.

В трех проектных поисковых скважинах запланировано выполнить опробование 18 объектов в продуктивных отложениях. В таблице 5.7.5. приведены интервалы опробования проектных поисковых скважин.

Таблица 5.7. 5-Рекомендуемые интервалы опробования в колонне в проектных скважинах

Номер скважин	№ объекта	Интервал залегания объекта, м		Возраст	Ожидаемый вид флюида	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. м	Плотность промыв-жидкости	Метод вызова притока, кол-во режимов испытания	Метод интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м	
		от (верх)	до (низ)							от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-2	I	4600	4620	T ₂	газ, нефть	Кумулятивный 20 отв.	1,28	Смена раствора на воду или нефть, свабиование. 3 режима испытания, штуцер 5 мм, 7мм, 9 мм	ГРП, СКО	4590	4600
	II	4560	4580		газ, нефть		1,28			4550	4560
	III	4520	4540		газ, нефть		1,28			4510	4520
	IV	4400	4420	T ₃	газ, нефть		1,28			4390	4400
	V	4360	4380		газ, нефть		1,28			4350	4360
	VI	4240	4260		газ, нефть		1,28			4230	4240
К-3	I	4620	4640	T ₂	газ, нефть		1,28			4610	4620
	II	4570	4590		газ, нефть		1,28			4560	4570
	III	4530	4550		газ, нефть		1,28			4520	4530
	IV	4410	4430	T ₃	газ, нефть		1,28			4400	4410
	V	4370	4390		газ, нефть		1,28			4360	4370
	VI	4250	4270		газ, нефть		1,28			4240	4250
К-4	I	4610	4630	T ₂	газ, нефть		1,28			4600	4610
	II	4580	4600		газ, нефть		1,28			4570	4580
	III	4540	4560		газ, нефть		1,28			4530	4540
	IV	4410	4430	T ₃	газ, нефть		1,28			4400	4410
	V	4350	4370		газ, нефть		1,28			4340	4350
	VI	4230	4250		газ, нефть		1,28			4220	4230

Примечание: Интервалы опробования в колонне будут корректироваться по результатам интерпретации ГИС.



5.7.5. Лабораторные исследования.

Лабораторные исследования керна и флюидов

Для изучения коллекторских свойств и петрофизических характеристик верхне- и среднетриасовой толщи с целью оценки физических свойств и характера насыщения необходимо проводить комплексное изучение керна. В таблице 5.7.6 приведены виды и объёмы исследований на отобранном керне каждой поисковой скважины. На исследования керна скважины К-4 возлагается изучение параметров керна тех залежей, которых, по разным причинам, оказались недостаточными для построения необходимых связей или получения однозначных характеристик.

Таблица 5.7. 6-Лабораторные исследования керна и пластовых флюидов

№№	Виды исследований	Ед. изм.	Количество анализов по стратиграфическим комплексам					
			юра	T ₃	T ₂	T ₁	Pz	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза							
1.1	Макроописание керна	м	9	36	36	9	9	90
1.2	Макропалеонтологические определения	проба	2	2	2	2	2	12
1.3	Микроструктура порового пространства, трещиноватость	шлиф		9	9			18
2	Получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической привязки сейсмических горизонтов							
2.1	Вещественный и гранулометрический состав	образец		40	20	3	3	66
2.2	Карбонатность и нерастворимый остаток (с выделением CaCO ₃ и CaMgCO ₃)	образец		10	40			50
2.3	Плотность минералогическая	образец	4	40	40	3	3	90
2.4	Плотность объемная	образец	4	40	40	3	3	90
3	Изучение коллекторских свойств разреза	образец						
3.1	Пористость общая	образец	4	40	40	3	3	90
3.2	Пористость открытая	образец	4	40	40	3	3	90
3.3	Проницаемость абс	образец	4	40	40	3	3	90
3.4	Первоначальная нефтеводонасыщенность (Дино-Старка)	образец	4	40	40			84
3.5	Определение электрического сопротивления полностью водонасыщенного образца и с переменной водонасыщенностью для построения связей Рп-Кп, Рн-Кв	образец		30	30			60



Продолжение таблицы 5.7.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.6	Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность	образец		30	30			60
3.7	Ртутная порометрия	образец			20			20
4	Определение свойств и качества флюидов							
4.1	Сокращенный физико-химический анализ нефти с определением редкоземельных элементов, железа, серы, урана и радия	проба		3	3			6
	- в поверхностных условиях	проба		3	3			6
	- в пластовых условиях	проба		3	3			6
4.2	Люминисцентно-битумино-логические определения (шлам)	проба		50	50			100
4.3	Шестикомпонентный анализ пластовых вод с определением галогенов, железа, удельного веса, рН-окислительно-восстановительный потенциал: редкоземельных элементов, микрокомпонентов, серы, аммония, углекислого газа, гелия и аргона	проба		3	3			6
4.4	Анализ газа	проба		3	3			6



6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Попутные поиски заключаются в комплексном изучении вскрываемого разреза с целью обнаружения залежей полезных ископаемых.

Основным методом изучения радиоактивности горных пород является гамма-каротаж в открытом стволе со 100 % охватом запроектированного метража бурения. Кроме того, предусмотрен отбор проб воды для определения водорастворенных солей урана и радия.

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектных скважинах составляет:

1. Гамма-каротаж – 14400 м.
2. Контрольный каротаж в объеме 10 % от глубины.
3. Отбор проб воды (по 1 л) – ориентировочно 3 пробы.

Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

При бурении скважин необходимо вести попутно поиски пресных, минеральных и термальных вод, в случае обнаружения притоков какой-либо из перечисленных вод произвести анализы на соответствие ГОСТам.

При обработке кернового материала необходимо обращать внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, строительных материалов и различных видов сырья.



7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе бурения поисковых скважин на поднятии **Караоба** геологической службой должна систематизироваться информация об условиях проводки скважины, о проходке с отбором керна и его линейном выносе, о проведенных объектах пластоиспытаний на бурильных трубах и опробований в колонне, и комплексах ГИС с дальнейшим отражением всех этих данных в квартальных и годовых отчетах.

Первичная геологическая документация по бурению ведется в соответствии с унифицированными формами, едиными для всех организаций, ведущих геологические работы.

В деле скважины должны быть акты, фиксирующие не только геологические факты, но и случаи аварии технического и технологического характера.

При достижении скважинами перспективных горизонтов, в случае необходимости проводится корректировка интервалов отбора керна с привлечением материалов ГИС. При вскрытии проектного горизонта необходимо участие геологической службы в решении вопросов по проведению опробований и испытаний скважин.

Во время бурения скважин ведется обработка первичных геолого-геофизических материалов. По их данным должны быть оперативно построены графические материалы (структурные карты, геолого-геофизические профили, корреляционные схемы и т. д.).

После окончания буровых работ на площади производится обобщение и анализ данных бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив ее нефтегазоносности.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов, с дальнейшим вводом нефте- и газовых залежей в пробную или промышленную эксплуатацию.

ТОО «КДЛ компани» планирует в 5-летний период выполнить следующий объем разведочных работ:

-пробурить на среднетриасовые отложения 1 поисковую независимую скважину с проектной глубиной 4800 м и при получении промышленных притоков нефти оценку залежей произвести с помощью зависимых скважин.

При получении притоков нефти и газа провести необходимые исследования ФЕС коллекторов, изучить физико-химические свойства УВ;



-выполнить Оперативный подсчет запасов нефти и газа с утверждением в ГКЗ РК;

-разработать и согласовать Проект пробной эксплуатации.

Виды и объемы, планируемых исследовательских работ показаны в таблице 7.1.

Таблица 7. 1-Основные показатели проектируемых работ

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	Объем поискового бурения	пог. м	14400
2	Количество поисковых скважин	шт.	3
3	Отбор керна	пог. м	270
4	ГИС	пог. м	14400
5	Испытание в колонне	объект	18
6	Лабораторные исследования: Флюидов керн* керн*	Объект керна	30 180*

Примечание: *- из расчета 3 образца с 1 м отобранного керна из интервалов продуктивных коллекторов



8. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пункту 7 статьи 126:

– п.7 «Обеспечение исполнения обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом».

В рамках настоящего проектного документа предусмотрено бурение одной независимой скважины.

8.1. Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ и расчет затрат по ликвидации скважин на месторождении Караоба которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам представлены в таблицах 8.1.1-8.1.3.



Таблица 8.1. 1-Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин

№ п/п	Наименование затрат	Един. изм.	Ставка, тенге
1	Оплата труда бригады по ФЛС	час	9 295,0
2	Соц. Налог +соц. Страх 9,9 %	час	943,0
3	Дизтопливо ЯМЗ-238 - силовой блок	час	692,0
4	Геофизические работы	час	2 136,0
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	час	1 241,0
6	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуж., доставкой на базу БПО и т.д.)	час	1 665,0
7	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бур, труб, вагон-домиков и прочих ОС.	час	1 813,0
8	Сырьё и материалы	час	2 799,0
9	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	час	2 733,0
10	Транспортировка вахт	час	218,0
11	Дефектоскопия труб и оборудования	час	507,0
12	э/энергия	час	226,0
13	Расходы по охране окружающей среды	час	12,0
14	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	час	140,0
15	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	час	131,0
16	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	час	75,0
17	Радио и спутниковая связь	час	32,0
18	Водопотребление холодной воды	час	26,0
19	Расходы на обязательное страхование	час	35,0
20	Налог на имущество	час	127,0
21	Плата за загрязнение окружающей среды	час	47,0
22	Итого прямые затраты		24 893,0
24	Плановые накопления – 8 %	%	1 991,4
25	Итого		26 884,4
26	Всего стоимость 1-го бригады-часа, тенге		26 884,4



Таблица 8.1.2-Стоимость ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ

№ п/п	Намечаемые работы	Нормы времени в часах	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Общая стоимость, тенге
1-Раздел				
1	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	7,0	26 884,4	188 191,1
2	Установка и испытание якорей оттяжек	2,0	26 884,4	53 768,9
3	Установка переносного фундамента подног мачты	1,0	26 884,4	26 884,4
4	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	3,8	26 884,4	102 160,9
5	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллаж.изл.освещения	3,3	26 884,4	88 718,7
6	Завоз "2,5 НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	1,2	26 884,4	32 261,3
7	Проведение проверки пусковой комиссией	1,5	26 884,4	40 326,7
	ИТОГО	19,8		532 311,9
2-Раздел				
1	Подготовительные работы перед началом КРС	1,7	26 884,4	45 434,7
2	ПЗР. Подъем подземного оборудования: штанги и трубы "2,5	9,0	26 884,4	241 960,0
3	Прошаблонировать скв-ну печатью Ø135мм с промером длин труб	9,0	26 884,4	241 960,0
4	Спуск пера на "2,5 НКТ для промывки песка в скв.	6,8	26 884,4	182 814,2
5	Сборка промывочного оборудования	1,6	26 884,4	43 015,1
6	Промывка с глубины	8,6	26 884,4	231 206,2
7	Нарращивание труб с промером	3,0	26 884,4	80 653,3
8	Разборка промывочного оборудования	1,5	26 884,4	40 326,7
9	Подъем пера после промывки. ПЗР.	6,8	26 884,4	182 814,2
	ИТОГО	25,5		1 290 184,3
3-Раздел				
1	Спуск "2,5 НКТ до интервала	6,2	26 884,4	166 683,5
2	Закачка цементного раствора	7,5	26 884,4	201 633,3
3	Доподъем НКТ с промывкой	4,0	26 884,4	107 537,8
4	ОЗЦ	48,0	26 884,4	1 290 453,1
5	Опрессовка экс.колонны	3,8	26 884,4	102 160,9
6	Полный подъем НКТ	6,0	26 884,4	161 306,6
7	Установить заглушку на устье с репером	3,0	26 884,4	80 653,3
	ИТОГО	64,6		2 110 428,5
4-Раздел				
1	Демонтаж подъемника и оттаскивание оборудования	4,0	26 884,4	107 537,8
2	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	1,0	26 884,4	26 884,4
	ИТОГО	2,4		134 422,2
	ВСЕГО	108,3		4 067 346,9

Таблица 8.1. 3-Общая стоимость ликвидации одной скважины

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	кол-во	Стоимость, тенге	Всего, тенге
1	Расходы на ликвидацию скважины	скв	1	4 067 346,9	4 067 346,9
2	Установки тумбы (1х1х1м)	скв	1	59 592	59 592,0
	Итого			4 126 938,9	4 126 938,9

Примечание: *- при ликвидации скважин будут привлечены собственные агрегаты и другие транспортные средства.



Стоимость ликвидации одной скважины составила 4 126,9 тыс.тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации на месторождении составляет – 1 проектная и 1 существующая скважина (К-1).

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$2 \text{ скважины} * 4 126,9 \text{ тыс.тенге} = 8 253,8 \text{ тыс.тг.}$$

8.2. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

Расчет затрат на демонтаж и ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства не производится ввиду их отсутствия.

8.3. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель были рассчитаны исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20х20 метров;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель- 0,3 метра;
- норматив на производство земельных работ составляет 13 500 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20 \text{ м} * 20 \text{ м} * 0,3 \text{ м} = 120 \text{ м}^3$$

Объем рекультивации на 2 скважин:

$$120 \text{ м}^3 * 2 \text{ скважин} = 240 \text{ м}^3$$

Итого стоимость рекультивации при устьевых площадок скважин составляет:

$$240 \text{ м}^3 * 13 500 \text{ тенге} = 3 240 \text{ тыс.тенге.}$$

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на месторождении Караоба представлен в таблице 8.3.1.



Таблица 8.3. 1-Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на месторождении Караоба

№ п/п	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	8 253 877,9
		\$	18 548,04
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тенге	0,0
		\$	0,0
3	Стоимость рекультивации земли	тенге	3 240 000
		\$	7 280,9
4	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	11 493 877,9
		\$	25 828,9

Примечание: *Курс 1\$ USA=445тг. на дату проведения расчета - 15.08.2023г.

По данным таблицы 8.3.1 видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории в период разведки составит 11 493 877,9 тенге.

Выше произведённые расчеты, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, может быть скорректирован соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.



9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. Охрана недр

В соответствии с Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" за № 125-VI от "27" декабря 2017 г.), охрана недр на месторождении осуществляется обеспечением:

- полноты опережающего геологического изучения недр для достоверной оценки структуры месторождения;
- полноты и достоверности гидрогеологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения месторождения;
- специальных мероприятий для полноты извлечения углеводородного сырья, исключая потери нефти в недрах;
- защиты недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих эксплуатацию месторождения;
- достоверного учета извлекаемого сырья, продуктов его переработки и отходов производства при разработке месторождения;
- выполнения экологических требований при размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения миграции загрязнений в окружающую среду и недра;
- предотвращения загрязнения недр при проведении операций по недропользованию.

Работы по освоению месторождений должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники. При этом играет роль не только технология бурения, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, открытые водонефтяные фонтаны, как правило, происходят из-за нарушений исполнителями правил ведения работ. С целью предотвращения образования межпластовых перетоков следует обратить особое внимание на качество цементирования

Проведение буровых операций на месторождении, с учетом требований нормативной базы Республики Казахстан, должно осуществляться соблюдением таких мероприятий, как:

- обязательность монтажа сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО) для предотвращения выбросов, открытого фонтанирования;
- обязательность учета особенностей геологического строения при расчёте конструкций скважины;
- разработка плана ликвидации возможных осложнений в процессе бурения скважины и мероприятия, направленные на предупреждение причин,



снижающих надёжность скважины;

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- обеспечение надежной изоляции нефтяных, газовых и водоносных интервалов друг от друга высоким качеством цементажа;
- использование технологического оборудования, отвечающего требованиям международных стандартов;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- применение экологически безопасных сертифицированных компоненты бурового и цементного растворов.

Соблюдение нормативных требований и выполнение разработанных мероприятий, обеспечивающих минимизацию техногенного воздействия на недра и окружающую среду, обеспечивает сохранение естественного экологического равновесия.

9.2. Охрана окружающей природной среды

9.2.1. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

На территории месторождения постоянных населенных пунктов нет. Транспортное сообщение ведется по грунтовым дорогам

Бурение является экологически опасным видом работ, воздействие которого обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом происходит загрязнение горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутрипластовых перетоков.

При промышленной разработке месторождения основными источниками загрязнения грунтов, которые, в свою очередь, могут стать, потенциальными источниками загрязнения подземных вод:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- емкости для хранения нефти;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);



- отходы технологического процесса эксплуатации скважин;
- емкости горюче-смазочных материалов;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);
- не герметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры;
- задвижки высокого давления;
- закупорка пласта при вторичном вскрытии;
- прорыв пластовой воды;
- разлив нефти.

Снижение техногенной нагрузки и предотвращение загрязнения подземных вод обеспечивается реализацией следующих мероприятий.

Освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

Эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и так далее.

Необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химических реагентов для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной, или не проверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, не герметичности эксплуатационных колонн.

При закачке в пласт ингибиторов во избежание их разлива используется только специализированная техника.



Освоение скважин после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При обводнении эксплуатационных скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

Пластовая вода, добытая вместе с нефтью, подлежит очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде, используемой в системе поддержания пластового давления, или с целью захоронения закачиваемой в поглощающие горизонты.

Запрещается сброс пластовой воды на дневную поверхность, закачка в подземные горизонты, приводящие к загрязнению подземных вод.

Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируется соответствующими статьями законодательных актов «Экологическим кодексом РК».

Запрещается размещение на территории промысла шламовых амбаров.

9.2.2. Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Качественное состояние атмосферного воздуха в районе расположения месторождения характеризуется объёмом и компонентным составом вредных выбросов, представленных, в основном работой промышленного оборудования.

В целях контроля состояния компонентов окружающей среды в районе расположения месторождения Караоба и предупреждения их изменения вследствие техногенного воздействия, на месторождении будет осуществляться производственный экологический контроль окружающей среды по согласованной в установленном порядке программе.

Программой производственного экологического контроля состояния окружающей среды на месторождении Караоба, будет контроль состояния атмосферного воздуха по содержанию в нём контролируемых компонентов: оксиды азота, углерода, серы, смесь предельных углеводородов и др.

Одновременно с отбором проб атмосферного воздуха будут фиксироваться данные о метеопараметрах – направлении и скорости ветра,



температуры воздуха, давления, влажности, особых явлениях природы (при наличии таковых). Согласно мониторинговым данным, концентрации контролируемых вредных веществ в атмосфере очень незначительные, что указывает на низкий уровень воздействия разработки месторождения на состояние атмосферного воздуха.

Для сохранения нормативного качества атмосферного воздуха и минимизации уровня воздействия разведочных работ на месторождении на атмосферный воздух предлагается выполнение следующих технических и организационных мероприятий:

- контроль и соблюдение нормативов на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- выполнение мероприятий по снижению вредных выбросов в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- разработка и выполнение мероприятий по снижению вредных выбросов в атмосферу на основе оптимизации технологического цикла разработки месторождения;
- определение параметров организованных источников выбросов, обеспечивающих минимальные приземные концентрации вредных веществ в атмосфере;
- размещение объектов обустройства месторождения с учётом условий рассеивания в атмосфере выбрасываемых вредных веществ, обеспечивающих минимальные приземные концентрации;
- исключение случайных и аварийных разливов нефтепродуктов;
- оборудование емкостей для хранения нефтепродуктов дыхательной арматурой;
- использование бурового и технологического оборудования с электрическим приводом;
- предотвращение выбросов нефти при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважин созданием противодействия столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление, установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- осуществление мониторинга атмосферного воздуха.

Для оценки эффективности проводимых мероприятий, соблюдения законов РК и руководящих указаний, в соответствии с ПЭК предприятие будет проводить работы по экологическому мониторингу на территории месторождения Караоба, специализированной аккредитованной лабораторией по договору (мониторинг атмосферного воздуха).



В настоящее время на территории месторождения Караоба не проводится мониторинг эмиссий от организованных источников и мониторинг атмосферного воздуха на границе СЗЗ в связи с отсутствием производственной деятельности на нем.

Мероприятия по предотвращению выбросов в атмосферный воздух

В данном разделе перечислены основные мероприятия по снижению количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при проведении работ на месторождении.

Должен осуществляться контроль за соблюдением нормативов НДВ и ПДК.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- регулирование топливной аппаратуры дизельных ДВС агрегатов для снижения загазованности территории ведения работ;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в герметичной упаковке;
- использование современных новых технологий, а также современного нефтяного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- автоматизация системы противоаварийной защиты, предупреждающая образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций, а также обеспечивающая безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.
- оптимизация работы технологического оборудования с целью соблюдения нормативов НДВ и поддержания уровня концентрации ЗВ ниже ПДК на границе СЗЗ;
- соблюдение «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Мероприятия оценка влияния намечаемой деятельности на водные объекты

Гидрографическая сеть представлена малодобитными родниками и колодцами с соленой слабоминерализованной водой.

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из



которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т.д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

Необходимо отметить, что исследования по оценке влияния добычи нефти на подземную гидросферу являются необходимым этапом геолого-экологических исследований и должны проводиться с момента разведочных работ (опережающие исследования). При наращивании объемов добычи нефти сфера таких исследований должна охватывать негативные последствия воздействий, как с поверхности земли, так и из глубоких горизонтов.

Технологические решения по оборотному водоснабжению и другие водоохраные мероприятия позволяют снизить воздействие до незначительного.



Предлагаются следующие мероприятия, направленные на защиту подземных вод:

- При заполнении емкостей для ГСМ не допускать разливов топлива;
- Установка всего оборудования на бетонированных площадках;
- Применение надлежащих утилизаций, складирования и захоронения отходов;
- Применение безопасной перевозки готовой продукции;
- Исключить сброс неочищенных сточных вод на дневную поверхность;
- Внедрение технически обоснованных норм и нормативов водопотребления и водоотведения.

В целом, на период проведения работ на месторождении Караоба при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Собственных водозаборов из поверхностных водоисточников предприятие не имеет. В районе расположения территории поверхностных водных источников нет. Так как поверхностные водные источники отсутствуют программой ПЭК не предусмотрен мониторинг поверхностных вод.

Мероприятия по минимизации объёмов и снижению токсичности отходов производства и потребления

На предприятии будет предусмотрен иерархический подход к минимизации отходов, который включает:

- исключение или снижение самой возможности образования отходов;
- повторное использование либо рециркуляцию отходов;
- транспортировку отходов допустимым, с точки зрения экологической безопасности, образом на соответствующие объекты размещения отходов.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов настоящим разделом разработаны дополнительные организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.

Предлагаемые организационно-технические мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды отходами производства и потребления:



- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;
- осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в водные объекты;
- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;
- разработка технологий, снижающих объёмы образования и токсичность отходов, способствующих целям достижения нормативного объёма размещения отходов в накопители. Совершенствование методов переработки нефтесодержащих отходов с высоким содержанием соли;
- разработка методов нейтрализации парящих отходов.

Принятие мер по снижению объемов отходов, которые предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Снижение токсичности отходов, которое достигается заменой токсичных реагентов и материалов, используемых в производственном процессе, менее токсичными.

Использование отходов категории вторичных ресурсов наравне с исходным материалом в других технологических процессах, либо передача предприятиям других отраслей.

Регенерация/утилизация в целях вовлечения в хозяйственный оборот.

Переработка в целях обезвреживания методами: биохимическим, термическим, физическим.

Размещение отходов, включая любую операцию по хранению и захоронению отходов.

Организация мониторинга территории размещения накопителей отходов и принятие мер по результатам мониторинговых исследований объектов природной среды.

Согласно утвержденного Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, **Экологического кодекса (ЭК) Республики Казахстан**, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения по договору со специализированной организацией.

Мероприятия по аварийной ситуации и их предупреждения

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с



определением критических ошибок и снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

При эксплуатации нефтяных скважин месторождения могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует больших затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты бурения, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Потенциальные опасности, связанные с риском проведения эксплуатационных и буровых работ, могут возникнуть в результате воздействия, как природных факторов, так и антропогенных.

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно-климатическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении чрезвычайной природной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска предлагается разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и



производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

К антропогенным факторам относятся факторы производственной среды и трудового процесса.

Возможные техногенные аварии при проведении работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой;
- аварийные ситуации при эксплуатации нефтяных скважин;
- аварии и пожары на хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ).

Важнейшую роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды при проведении работ играет система правил, нормативов - инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками. При проведении работ необходимо уделять первоочередное внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучению персонала и проведению практических занятий.

При проведении работ по бурению скважин основное внимание следует уделять таким элементам бурового оборудования и методам обеспечения безопасности, как буровые станки, дизельные агрегаты. Насосы, противопожарное оборудование, приборы, сигнализирующие о появлении нефти или газа. Индивидуальные средства защиты, устройство для экстренной эвакуации рабочего персонала, а также методы и средства ликвидации разливов нефти, ГСМ, ликвидации возгораний.

На ликвидацию аварий, связанных с технологическим процессом проведение работы затрачивается много времени и средств (до 10%). Значительно легче предупредить аварию в скважине, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:

- монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда;
- обучению персонала и проведению практических занятий;
- осуществление постоянного контроля, при соблюдении стандартов системы стандартов безопасности труда, норм, правил и инструкций по охране труда;
- обеспечение здоровых и безопасных условий труда;



- оснащать буровые установки и другие оборудования контрольно-измерительными приборами;
- применять равнопрочную по всей длине бурильную колонну;
- применять промывочную жидкость в соответствии с геологическим разрезом скважины;
- проходить скважину с максимальной технической скоростью;
- устранять простои;
- повышать ответственность технического персонала.

9.2.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова

Для снижения негативного воздействия при проведении работ на месторождении, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории уничтожения или разрушения.

На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, флоры складываются из организационно – технологических; проектно – конструкторских; санитарно-противоэпидемических.

Организационно-технологические:

- организация упорядоченного движения автотранспорта и техники по территории, согласно разработанной и утвержденной оптимальной схеме движения;

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при производстве земляных работ; технической рекультивации.

Проектно-конструкторские:

- согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных органах и СЭС;

- проектно-конструкторские решения, направленные на снижение загрязнения почв.

Санитарно-противоэпидемические - обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций.

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий:



- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей;
- исключение проливов нефти и нефтепродуктов, своевременная их ликвидация;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.
- организация и проведение мониторинговых работ.

Мероприятия по охране животного мира

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ на месторождении, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения.

Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории
ТОО «КДЛ Компани»



- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории месторождения запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству месторождения принять с учетом требований РК в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения для охраны животного мира месторождения намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей;
- исключение проливов нефти и нефтепродуктов, своевременная их ликвидация;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.
- организация и проведение мониторинговых работ.

9.2.4. Мероприятия по снижению радиационного риска

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



Запланированные работы на месторождении предусматривается проводить в строгом соответствии с СП «Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утв.приказом Министра здравоохранения РК от 26.06.2019 г. № ҚР ДСМ-97).

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

1. Проведение замеров радиационного фонда на территории.
2. Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
3. Эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.

Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, трубы, места разливов нефти.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, самой нефти и др.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с СП «Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной



безопасности», утв.приказом Министра здравоохранения РК от 26.06.2019 г. № ҚР ДСМ-97); «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности объектов нефтегазового комплекса» и др.

В связи с возможностью загрязнения радионуклидами дневной поверхности на территории рекомендуется дальнейшее изучение радиоэкологической ситуации, включающее в себя:

- ✓ измерения уровней гамма-излучения в местах наиболее вероятного их повышения;
- ✓ определение радионуклидного состава и измерение удельной активности проб нефти, пластовой воды и грунта;
- ✓ определение содержания радона-222 и его дочерних продуктов распада в воздухе производственных помещений, связанных с ремонтом и хранением использовавшегося на нефтепромыслах оборудования;
- ✓ определение радиоактивного загрязнения пластовой воды и грунтовых вод по суммарной объемной (удельной) активности радионуклидов по альфа- и бета-излучению.

Данный комплекс мер позволит установить наличие ореолов распространения радионуклидов на поверхности и в приповерхностных горизонтах грунта и определить их уровни радиоактивности.



10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Караоба предусмотрено:

-бурение 1-й поисковой независимой скважины (К-2) и 2-х зависимых скважин (К-3, К-4) на среднетриасовые отложения со вскрытием палеозойских пород.

Скважина К-2 проектируется в блоке I на западном крыле поднятия в 0,7 км к северо-западу от скважины К-1 на сейсмопрофиле 280. (таблица 10.1).

Скважина К-3 закладывается в блоке II в 1,95 км к северо-востоку от пробуренной скважины К -1 на сейсмопрофиле 279.

Скважина К-4 проектируется на юго-западной периклинали поднятия в 1,75 км от скважины К-1 на сейсмопрофиле 281.

Таблица 10. 1-Объемы бурения скважин на месторождении Караоба

№№ п.п	Виды работ	Количество скв., ед.	Проектные			
			Горизонты	Забой, м.	Год начала работ	Год окончания работ
1	К-2 - независимая	1	T ₂ + Палеозой	4800	2024	2024
2	К-3 - зависимая	1	T ₂ + Палеозой	4800	2024	2025
3	К-4 - зависимая	1	T ₂ + Палеозой	4800	2025	2025
4	Расконсервация К-1	1			2024	2025
5	Отчеты				2025	2026
Всего		3		14400		

По данным пробуренной скважины №1 Караоба, а так же по аналогии с проектами на строительство скважин на соседних месторождениях Атамбай-Сартюбе, Алатюбе и Кариман принимается продолжительность вышкомонтажных работ, бурения, крепления колонн и опробования в колонне перспективных отложений в проектных скважинах.

Проектом предусмотрено в поисковых скважинах опробовать в колонне по шесть объектов. Продолжительность опробования каждого объекта 30 сут. Полный цикл строительства проектной скважины завершается в течении 15 месяцев.

Контракт заключен на срок, равный 6 лет, и действует до «7» февраля 2029 г. Учитывая продолжительность контракта бурение поисковых скважин можно завершить одним буровым станком, а оставшееся время можно использовать на составление отчетов по переобработки сейсмических материалов для прогноза нефтегазонасыщения пород юрско – триасового



разреза, подсчету запасов нефти и газа и пробной эксплуатации с РООС (таблица 10.1).

Прогнозируемая общая продолжительность проектируемых работ по проекту с учетом времени на подготовительные работы, очередности бурения скважин и технических возможностей составит 6 лет до 2029 года.

Проектные работы завершаются составлением отчетов по подсчету запасов нефти и газа, а также проекта пробной эксплуатации.



11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Предполагаемая стоимость проектируемых работ, рассчитываемая по формуле:

$$A_{\Pi} = (\pi \times ((C_I - Z_B) / H_I \times H + Z_B / K) + Z_{об.}) \times T, \text{ где}$$

π – количество проектируемых скважин;

C_I – проектная или фактическая стоимость строительства базовой скважины, тыс. тенге, с указанием времени окончания ее строительства; за базовую принимается пробуренная оценочная скважина на данном месторождении;

Z_B – затраты, зависящие от времени бурения, тысяч тенге;

H – глубина проектируемой скважины, м;

H_I – глубина базовой скважины, м;

K – коэффициент изменения скоростей;

$K = V/V_1$, где:

V – плановая коммерческая скорость бурения, м/ст.мес.;

V_1 – коммерческая скорость по базовой скважине, м/ст.мес.;

$Z_{об.}$ – затраты на обустройство площади проектируемых работ, тысяч тенге;

T – индекс, учитывающий инфляцию за период от даты составления ПСД на скважину-аналог, до даты составления данного проекта.

Предполагаемая стоимость проектируемых работ = $(1 * ((20\ 040\ 000 - 408\ 000) / 4800 * 4800 + 408\ 000 / 1) + 0) * 1 = 2\ 040\ 000$ тыс.тг./ 4 584,3 тыс.\$.



12.ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти и газа.

Поднятие Караоба представляет собой в среднем триасе полусвод примыкания к тектоническому нарушению F_1 , разделенного оперяющим нарушением F_2 на два блока I и II. Блок I имеет существенно, большие размеры по сравнению с блоком II, поэтому в блоке I прогнозируются более крупные запасы нефти и газа.

Оценка ожидаемых ресурсов залежей нефти и растворенного газа в перспективном триасовом разрезе произведена по аналогии с удельной плотностью доказанных *запасов нефти в залежах среднего триаса соседнего месторождения Атамбай-Сартюбе и запасов нефти в верхнем триасе на ближайшем месторождении Кариман.*

На месторождении – аналоге, удельная плотность доказанных геологических запасов нефти определена как отношение суммарной величины доказанных геологических запасов залежей нефти к суммарной величине площадей залежей нефти не перекрывающихся по вертикали разреза. *В соответствии с принятым КИН и газосодержанием пластовой нефти оцениваются, соответственно, извлекаемые запасы нефти и растворенного газа в нефти.*

Всего по месторождению Караоба прогнозируемые запасы нефти составят балансовые/извлекаемые по категории C_2 – **3385,2 тыс.т / 168,4 тыс.т.** КИН = 0,251 для среднетриасовых залежей (по аналогии с месторождением Атамбай-Сартюбе) и КИН = 0,158 для верхнетриасовых залежей (по аналогии с месторождением Кариман). Прогнозируемые запасы растворенного в нефти газа составят балансовые/извлекаемые по категории C_2 – **18,6 млн. м³/ 0,9 млн. м³** (таблица 12.1.1).

Перспективные ресурсы нефти по категории C_3 составят: балансовые/извлекаемые – **12884,4 тыс,т /1215,0 тыс,т**, а растворенного в нефти газа соответственно **426 млн. м³/95,8 млн. м³.**



Таблица 12.1. 1-Перспективные ресурсы нефти и растворенного газа на месторождении Караоба.

№.№ п.п.	Продуктивная толща	Стратиграфическое подразделение	Средний триас, о.г. V ₂ ^п		Верхний триас, о.г. V ₁ ³			Всего по месторождению	
			Горизонт, пачка	T _{2Б}	T _{2Б}	T ₃	T ₃		
	Блок		I	II	I	I	II		
	Категория		C ₃	C ₃	C ₂	C ₃	C ₃	C ₃	C ₂
1	Площадь нефтеносности, тыс,м ²		4577,1	1950,0	2438,9	4758,2	2469,5	-	-
2	Удельная плотность запасов нефти, тыс,т/тыс, м ²		0,437	0,437	1,388	1,388	1,388	-	-
3	КИН, д,ед		0,251	0,251	0,158	0,158	0,158	-	-
4	Перспективные ресурсы нефти, тыс,т,	Балансовые	2000,2	852,2	3385,2	6604,4	3427,7	12884,4	3385,2
		Извлекаемые	502,0	213,9	168,4	328,5	170,5	1215,0	168,4
5	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т		130	130	5,5	5,5	5,5	-	-
6	Перспективные ресурсы растворенного в нефти газа, млн. м ³	Балансовые	260,0	110,8	18,6	36,3	18,9	426	18,6
		Извлекаемые	65,3	27,8	0,9	1,8	0,9	95,8	0,9

Примечание: газосодержание:

для T₃ по аналогии с м. Каримандля T₂ по аналогии с м. Атамбай–Сартюбе

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Экономическая эффективность затрат на геологоразведочные работы позволяет объективно оценить их результаты. Геологоразведочные работы тем эффективнее, чем меньше затрачивается на его реализацию физических объемов работ и денежных средств. Оценка эффективности работ осуществлялась отношением затрат геологоразведочных работ к геологической и извлекаемой ценности месторождения.

Эффективность геологоразведочных работ зависит от прироста запасов углеводородов, которые на месторождении Караоба составляют:

- Перспективные геологические ресурсы:
 - нефти – 16 269,6 тыс.т
 - растворенного в нефти газа – 444,6 млн.м³
- Перспективные извлекаемые ресурсы:
 - нефти – 1 383,4 тыс.т.
 - растворенного в нефти газа – 96,7 млн.м³

Курс на дату проведения расчетов – 445 \$/тенге на «15» августа 2023 г.

Общая сумма затрат на проведение поисково-разведочных работ на месторождении Караоба 2 156 145 тыс.тг. (таблица 13.1).



Таблица 13. 1-Планируемые финансовые затраты

№№ п/п	Наименование затрат	Ед. изм.	Стоимость в тыс.тг.	2023г.		2024г.		Всего:	
				Физич. объем	Объем работ в тыс.тг.	Физич. объем	Объем работ в тыс.тг.	Физич. объем	Объем работ в тыс.тг.
1	Бурение разведки скважин с опробованием и испытанием объектов	скв.	2 040 000,0			1	2 040 000	1	2 040 000
2	ГИС	скв.	54 000,0			1	54 000	1	54 000
3	Отбор керн с лабораторными исследованиями	пог. м	347,2			90	31 250	90	31 250
4	Расконцервация скважины К-1	скв.	7 120			1	7 120	1	7 120
5	Проект разведочных работ по оценке месторождения углеводородов Караоба	проект	7 000,0	1	7 000			1	7 000
6	Проект ликвидации последствий разведочных работ	проект	5 000,0	1	5 000			1	5 000
7	Технический проект на строительство разведочных скважин	проект	7 000,0	1	7 000				7 000
	Всего:				19 000		2 137 145		2 156 145



Экономическая эффективность затрат на геологоразведочные работы позволяет объективно оценить их результаты. Геологоразведочные работы тем эффективнее, чем меньше затрачивается на его реализацию физических объемов работ и денежных средств.

Основные показатели геолого-экономической эффективности и основные технико-экономические показатели проектируемых оценочных работ приведены в таблице 13.2.

Таблица 13. 2-Основные технико-экономические показатели

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
1	Фонд скважин на месторождении	скв.	1
2	Объем бурения по существующим скважинам - пробуренный метраж	пог.м	4 687,0
3	Количество проектных скважин	шт.	1
4	Средняя проектная глубина скважин	м.	4 800,0
5	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст.мес.	550,0
6	Суммарный метраж	пог.м	4 800
7	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге.	2 040 000
8	Предполагаемая стоимость 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге.	425
9	Предполагаемые затраты на разведочное бурение на месторождении	тыс. тенге.	2 040 000
10	Запасы УВ		
10.1.	Геологические запасы УВ	тыс.тонн	16 650,6
10.2.	Извлекаемые запасы УВ	тыс.тонн	1 466,3
11	Запасы УВ на 1 м проходки		
11.1.	Геологические запасы УВ	тыс.тонн/пог.м	1,76
11.2.	Извлекаемые запасы УВ	тыс.тонн/пог.м	0,15
12	Запасы УВ на 1 скважину		
12.1.	Геологические запасы УВ	тыс.тонн/скв	8 325,3
12.2.	Извлекаемые запасы УВ	тыс.тонн/скв	733,1
13	Затраты на подготовку 1 тонны УВ		
13.1.	Геологические запасы УВ	тыс.тенге/тонна	129,5
13.2.	Извлекаемые запасы УВ	тыс.тенге/тонна	1 470,5



14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На месторождении «Караоба» оператор ТОО «CaspianMunaiGas» от недропользователя ТОО «КДЛ Компани» в течение времени контракта на разведку проектирует бурение одной независимой и двух зависимых скважин в блоках I и II на участке поисковых работ. По результатам бурения скважины № 1 Караоба и по аналогии с соседними месторождениями ожидается открытие трех залежей нефти: двух - в верхнетриасовых отложениях и одной в вулканогенно-карбонатной толще среднетриасовых отложений. В блоке I проектируется бурение независимой скважины К-2 и зависимой К-4 от результатов бурения и опробования скважин в блоке I. В блоке II проектируется бурение независимой скважины К-3.

Проектные глубины скважин обеспечат вскрытие полного разреза перспективных на нефть и газ триасовых отложений, а планируемый комплекс геолого – геофизических работ позволит получить объективную оценку насыщения вскрываемого бурением скважин разреза до палеозойских отложений. Результаты сейсмокаротажа в пробуренных скважинах, в каждом блоке, обеспечат надежную стратификацию отражающих горизонтов и достоверность структурного плана перспективных на нефть и газ отложений в пределах контрактной территории участка недр Караоба.

Всего, на месторождении Караоба прогнозируемые запасы нефти составят балансовые/извлекаемые по категории C_2 – **3385,2 тыс.т / 168,4 тыс.т**. Прогнозируемые запасы растворенного в нефти газа составят балансовые/извлекаемые по категории C_2 – **18,6 млн. м³ / 0,9 млн. м³**.

Ожидаемые перспективные ресурсы категории C_3 составят балансовые/извлекаемые запасы нефти **12884,4 тыс.т / 1215,0 тыс.т**, а растворенного в нефти газа соответственно **426 млн. м³ / 95,8 млн. м³**.

После завершения проектируемых работы, планируется составление отчетных материалов и прирост запасов нефти и газа.



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.).
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр». Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
3. Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему) (приложение к приказу Министра энергетики РК от 24 августа 2018 года № 329)
4. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», МЭ РФ, 2001 г.
5. «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Закон «О гражданской защите» от 11.04.2014 г.
6. Козьмин В.И. Отчет о работах с.п. 3/88-89, проводившей в 1988-89 годах детальные сейсморазведочные работы на площади Караоба-Карагалы на землях Фотр-Шевченко Гурьевской области. г. Шевченко, 1989 г.
7. Рабинович А. А., Досмухамбетов Д.М., Котов В.П. и др., «Проект поисков залежей нефти и газа на площади Караоба», КазНИПИнефть, г. Шевченко, 1990 г.
8. Козьмин В.И., Масатова Ж.Д., Паспорт на объект Караоба, подготовленный сейсморазведкой к глубокому поисковому бурению. г. Шевченко, 1990 г.
9. Уразгалиев Б.У., Акжигитов А. Ш., Бисенова Т. М. и др., Отчет по лабораторной исследовательской работе «Химико-технологические анализы нефтей месторождений Караоба (скв.1) и Аксаз (скв.1)», г. Атырау, НАН РК Институт химии нефти и природных солей, 1996 г.
10. Дорофеева Л.Е., Андрейко Т.И., Крупин А.А. и др., «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Атамбай-Сартюбе», г. Актау, 2003 г.
11. Крупин А.А., Джандауов А.А., Андрейко Т.И. и др. «Пересчет начальных запасов нефти и растворенного газа по месторождению Алатюбе», ТОО «НПЦ», г. Актау, 2011 г.
12. Чагай В.Г., Тлеубаева Т.Ф., Кожалакова А.А. и др., «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кариман по



состоянию на 01.01.2011 г.», АО НИПИнефтегаз, г. Актау, 2011 г.

13. Дело скважины № 1 Караоба.

14. Кубекбаев И., Бекниязова А., Авдоница Г., Отчет о результатах проведенных работ по объекту «Ликвидация 3 нефтяных скважин на суше на территории Мангыштауской области м-я Караоба-1 (гл.4687 м), м-я Айыршагыл-1 (гл. 3935 м), » Айыршагыл-3 (гл. 5000 м)» по программе 017 «Ликвидация и консервация нефтяных и самоизливающихся гидрогеологических скважин» на 2004 г., г. Актау, 2004 г.

15. Корценштейн В.Н. Гидрогеология нефтегазовых месторождений Мангышлака и Устюрта.

16. Чагай В.Г. Расчет пластового давления на площадках Мангышлака.

17. Сыдыков Ж.С. Подземные воды Мангышлак-Устюртской нефтегазоносной провинции. Алма-Ата. 1970 г.

18. . Котов В.П. Чагай В.Г. выбор начального давления притока при испытании триасовых отложений Южного Мангышлака.

19. Котов В.П. пути повышения эффективности пластоиспытаний в триасовых отложениях Южного Мангышлака. Грозный. СевКазНИПИнефть, вып. 9. 1982 г.

20. Котов В.П., Сафина Р.З., Кышко И.Г. Способ повышения достоверности пластоиспытания в низкопроницаемых терригенных отложениях Южного Мангышлака. Шевченко, МЦНТИ, №37-89, 1989 г.

21. Котов В.П., Панютина Н.А. Гидрогеологическая зональность триасовых вод Южного Мангышлака.

22. Акт Межведомственной комиссии по приему-передаче ликвидированной скважины № Г-1 месторождения Караоба Мангыштауской области, расположенной на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани» (Контракт № 5165-УВС от 07.02.2023 г.).



Протокол заседания НТС № 07/23
ТОО «Научно-производственный центр»

г. Актау

13.09.2023 г.

Присутствовали:

Председатель НТС
Члены НТС

Секретарь НТС**Приглашенные:**

Сакауов Б.К.
 Котов В.П.
 Кожобеков Е.Б..
 Крымкулова Ж.А.
 Дергилева Н.Т.
 Толеков Б.К.

Рассмотрение «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани». Данный проект составлен ТОО «Научно-производственный центр» согласно договору № 01 от «31» мая 2023 г. Договор заключен между ТОО «CaspianMunaiGas», назначенным 07 февраля 2023 года Оператором по Контракту №5165-УВС от недропользователя - ТОО «КДЛКомпани» и ТОО «Научно-производственный центр».

СЛУШАЛИ:

Сообщение исполнителя, Толекова Б.К., о выполнении «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани».

Недропользователем является ТОО «КДЛ Компани» владеющая Контрактом № 5165-УВС от 7 февраля 2023 г. на разведку и добычу углеводородов, контракт заключен сроком на 6 лет, и действует до 7 февраля 2029 г.

Геологический отвод для осуществления операций по недропользованию на участке недр для разведки месторождения Караоба расположен в пределах блока XXXVI-10-Е (частично), F (частично).

Контрактная территория ТОО «КДЛ Компани» в административном отношении расположена на территории Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан. Общая площадь геологического отвода – 17,60 кв.км Глубина разведки - до кровли палеозойского фундамента.

Месторождение Караоба в тектоническом отношении приурочено к восточной центриклинали Сегендыкской депрессии.

По данным детальных сейсморазведочных работ ПО МНГФ строение доюрского комплекса площади Караоба находит свое отражение на структурных картах по V^3_1 , V^{II}_2 и $V1^1$ отражающим горизонтам.



Наиболее четко выражено поднятие Караоба на структурной карте по $V_2^{\text{П}}$ отражающему горизонту, приуроченному к кровле пласта "А" в среднем триасе.

Локальное поднятие вырисовывается в виде полусвода, вытянутого с юга на север и ограниченного с юго-востока тектоническим нарушением F_1 субмеридионального простирания. К северу нарушение F_1 осложнено оперяющим нарушением F_2 которые образует два блока I и II.

Месторождение Караоба находится в непосредственной близости с месторождениями Атамбай-Сартюбе, Алатюбе и Сев. Карагие, Кариман, где бурением ранее была доказана промышленная нефтегазоносность базального и надбазальных пластов верхнего триаса и вулканогенно-карбонатной пачки среднетриасовых отложений.

Первая скважина Караоба – 1 завершена бурением 10 февраля 1994 г. В процессе бурения скважины, с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах проводили испытание триасовых отложений. В большинстве испытанных объектов верхнего и среднего триаса притока нефти и газа не получено, только из верхнетриасового объекта 4262 – 4307 м был получен приток нефти с раствором, дебит приблизительно составил $8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

После спуска эксплуатационной колонны на глубину 4435 м перфорировали интервал 4378-4382 м. В результате опробования получен фонтанный приток нефти дебитом $18 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 5 мм штуцере.

Для перехода на следующий объект, была произведена попытка подъема НКТ, при которой, выяснилось, что они прихвачены. С 01.11.1995 года скважина находилась в консервации. 07.07.2004 г. скважина № 1 Караоба ликвидирована по техническим причинам (III категория, пункт «г»).

В период 2004 г. – 2023 г. на скважине была проведена определенная работа по расконсервации и обустройству устьевого оборудования. Ликвидация прихвата бурового оборудования в скважине 1-Караоба не осуществлялась. Документы на проведенные виды работ на скважине не сохранились.

На месторождении «Караоба» оператор ТОО «CaspianMunaiGas» от недропользователя ТОО «КДЛ Компани» в течение времени контракта на разведку проектирует бурение одной независимой и двух зависимых скважин в блоке I и II на участке поисковых работ. По результатам бурения скважины № 1 Караоба и по аналогии с соседними месторождениями ожидается открытие трех залежей нефти: двух - в верхнетриасовых отложениях и одной в вулканогенно-карбонатной толще среднетриасовых отложений. В блоке I проектируется бурение независимой скважины К-2 и зависимой К-4 от результатов бурения и опробования скважины К-2 в блоке I. Решение



ПРОТОКОЛ СОВМЕСТНОГО ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕЩАНИЯ №1
ТОО «CaspianMunaiGas»
ТОО «Научно-производственный центр»

г. Актау

«13» сентября 2023г.

Присутствовали от «Заказчика»:

ТОО «CaspianMunaiGas»:

Арстанов Р.Б – директор

Өрісбай Б.М. – коммерческий директор

Присутствовали от «Исполнителя»:

Сакауов Б.К. – директор

Дергилева Н.Т. – ведущий эколог отдела ЭиОС

Толеков Б. – ведущий геолог отдела РиОЗМ УВС

Крымкулова Ж.А. – старший геолог отдела РиОЗМ УВС

ПОВЕСТКА ЗАСЕДАНИЯ:

Рассмотрение «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани». Данный проект составлен ТОО «Научно-производственный центр» согласно договору № 01 от «31» мая 2023 г. Договор заключен между ТОО «CaspianMunaiGas», назначенным 07 февраля 2023 года Оператором по Контракту №5165-УВС от недропользователя - ТОО «КДЛ Компани» и ТОО «Научно-производственный центр».

СЛУШАЛИ:

Сообщение исполнителя, Толекова Б.К., о выполнении «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КДЛ Компани».

Недропользователем является ТОО «КДЛ Компани» владеющая Контрактом № 5165-УВС от 7 февраля 2023 г. на разведку и добычу углеводородов, контракт заключен сроком на 6 лет, и действует до 7 февраля 2029 г.

Геологический отвод для осуществления операций по недропользованию на участке недр для разведки месторождения Караоба расположен в пределах блока XXXVI-10-Е (частично), F (частично).

Контрактная территория ТОО «КДЛ Компани» в административном отношении расположена на территории Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан. Общая площадь геологического отвода – 17,60 кв.км Глубина разведки - до кровли палеозойского фундамента.

Месторождение Караоба в тектоническом отношении приурочено к восточной центриклинали Сегендыкской депрессии.



По данным детальных сейсморазведочных работ ПО МНГФ строение доюрского комплекса площади Караоба находит свое отражение на структурных картах по V^3_1 , V^{II}_2 и V^I_1 отражающим горизонтам.

Наиболее четко выражено поднятие Караоба на структурной карте по V^{II}_2 отражающему горизонту, приуроченному к кровле пласта "А" в среднем триасе.

Локальное поднятие вырисовывается в виде полусвода, вытянутого с юга на север и ограниченного с юго-востока тектоническим нарушением F_1 субмеридионального простирания. К северу нарушение F_1 осложнено оперяющим нарушением F_2 которые образует два блока I и II.

Месторождение Караоба находится в непосредственной близости с месторождениями Атамбай-Сартюбе, Алатюбе и Сев. Карагие, Кариман, где бурением ранее была доказана промышленная нефтегазоносность базального и надбазальных пластов верхнего триаса и вулканогенно-карбонатной пачки среднетриасовых отложений.

Первая скважина Караоба – 1 завершена бурением 10 февраля 1994 г. В процессе бурения скважины, с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах проводили испытание триасовых отложений. В большинстве испытанных объектов верхнего и среднего триаса притока нефти и газа не получено, только из верхнетриасового объекта 4262 – 4307 м был получен приток нефти с раствором, дебит приблизительно составил 8 м³/сут.

После спуска эксплуатационной колонны на глубину 4435 м перфорировали интервал 4378-4382 м. В результате опробования получен фонтанный приток нефти дебитом 18 м³/сут при 5 мм штуцере.

Для перехода на следующий объект, была произведена попытка подъема НКТ, при которой, выяснилось, что они прихвачены. С 01.11.1995 года скважина находилась в консервации. 07.07.2004 г. скважина № 1 Караоба ликвидирована по техническим причинам (III категория, пункт «г»).

В период 2004 г. – 2023 г. на скважине была проведена определенная работа по расконсервации и обустройству устьевого оборудования. Ликвидация прихвата бурового оборудования в скважине 1-Караоба не осуществлялась. Документы на проведенные виды работ на скважине не сохранились.

На месторождении «Караоба» оператор ТОО «CaspianMunaiGas» от недропользователя ТОО «КДЛ Компани» в течение времени контракта на разведку проектирует бурение одной независимой и двух зависимых скважин в блоке I и II на участке поисковых работ. По результатам бурения скважины № 1 Караоба и по аналогии с соседними месторождениями ожидается открытие трех залежей нефти: двух - в





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

ТОО "Научно-производственный центр"
 Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "г", РНН 430100007165
 Номер лицензии № 002158
 Дата выдачи лицензии 19 августа 2008 г.

Подвиды лицензируемого вида деятельности - "проектирование горных производств":

- проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата;
- составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений;
- составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений.

Филиалы и представительства: нет.

Производственная база: Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, д.5 "г".

Примечание:

Приложение подлежит переоформлению или дополнению:

- при изменении производственной базы;
- при расширении производственной деятельности.

Орган, выдавший приложение к лицензии:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

**Заместитель директора
 Департамента прямых инвестиций
 в недропользование**



Д. Исмагулов

Дата переоформления приложения к лицензии 19 августа 2008 г.

Приложение № 1.

Город Астана.

Исп.: Тастанов Т., т.: 976-881.





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01005P №

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности _____

природоохранное проектирование, нормирование работы в области экологической экспертизы

Филиалы, представительства _____

Г. АКТАУ МИКРОРАЙОН 5 5Г полное наименование, местонахождение, реквизиты

Производственная база _____

местонахождение

Орган, выдавший приложение к лицензии _____

МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК наименование органа, выдавшего

Руководитель (уполномоченное лицо) А. Т. Бекеев приложение к лицензии

фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего приложение к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Номер приложения к лицензии _____ № 0073213

Город Астана

г. Алматы, БФ





АТТЕСТАТ

Выдан **ТОО «Научно-производственный центр»**

В соответствии с п. 1 статьи 14-13 Закона Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» предоставлено право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности:

- проведения экспертизы в области промышленной безопасности.

Особые условия действия аттестата:

срок действия аттестата составляет пять лет.

Орган, выдавший аттестат:

Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК

Руководитель (уполномоченное лицо):

Председатель

С. Ахметов

М.П.



(подпись)

Дата выдачи: 17 января 2011 года

№ 0001238



КОПИЯ



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ДЕПАРТАМЕНТ ЮСТИЦИИ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной перерегистрации
юридического лица

3803 – 1943 – ТОО
(регистр. номер)

010140003415
бизнес-идентификационный номер

город Актау « 06 » 04. 2005 г.

Наименование юридического лица:

**Товарищество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр»**

Местонахождение юридического лица:

*Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000,
город Актау, 5 микрорайон, 5 «Г» дом*

Дата первичной регистрации: «04» 01. 2001 г.

**Свидетельство дает право осуществлять деятельность в
соответствии с учредительными документами в рамках
законодательства Республики Казахстан**

Начальник
Департамента юстиции Н. Кызылбаев



Серия В № 0296420

**СМОТРИ
НА ОБОРОТ**

