

**ЧАСТНАЯ КОМПАНИЯ «HARMONYORE MINING CO. LTD»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КЕН БАҒДАР»**

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd»



Сун Юнюн

2025г.

ПРОЕКТ

**разведочных работ по поиску углеводородов на участке
Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской области
Республики Казахстан**

Контракт №5423-УВС-МЭ РК от 31.12.2024г.

Книга. Текст

**Директор
ТОО «Кен Бағдар»**

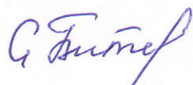


Ерболат А.

г. Астана, 2025г.

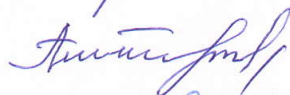
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный геолог



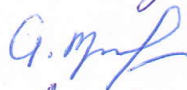
Битеуова С.А

Ведущий геолог



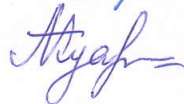
Аймагамбетов М.У.

Ведущий инженер



Шеруен А.Е.

Старший геолог



Куанышева А.К.

Ответственные исполнители: Битеуова С.А., Аймагамбетов М.У.

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской области Республики Казахстан.

Контракт №5423-УВС от 31.12.2024 года.

Проект состоит из одной книги и папки с графическими приложениями. Книга: Текст на 137 страницах, в т.ч. 5 рисунков, 38 таблиц, 8 текстовых приложений. Папка из 7 графических приложений, на 9 листах, все не секретно. Электронная версия отчета: 1 DVD.

Республика Казахстан, Алматы, 2025 г. (ЦКРР, МД «Запказнедра», ЧК «HarmonyOre Mining Co., Ltd», ТОО «Кен Бағдар»), Актюбинская область РК.

РЕФЕРАТ

Высокая перспективность контрактной территории Жаркамыс Западный II в нефтегазоносном отношении связывается с наличием прямых признаков нефти и газа в пределах Прикаспийской впадины с известным высоким нефтегазоносным потенциалом подсоловых отложений.

Целью настоящего проекта является проведение разведочных работ в пределах геологического отвода ЧК «HarmonyOre Mining Co., Ltd».

С целью поисков залежей углеводородов настоящим Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 500 пог.км, бурение 4-х поисковых скважин с проектными глубинами 7000 м.

В работе представлены результаты ранее проведенных сейсморазведочных и других геофизических работ, данные по геологии, стратиграфии, тектонике, нефтегазоносности, методика и объемы проектируемых разведочных работ, конструкции скважин, условий бурения и испытания скважин, оценка перспективных ресурсов нефти, геолого-экономической эффективности работ, мероприятиям по охране труда, технике безопасности, охране недр и т.д.

Ключевые слова: Проект, нефть, газ, стратиграфия, триас, юра, мел, структурная карта, продуктивные горизонты, керн, литология, методика ГРП, МОГТ, бурение, программа работ, ГИС, геологические запасы.

Составила



Куанышева А.К.

«Утверждаю»
Генеральный директор
ЧК «HarmonyOre Mining Co., Ltd»

« 17 » _____ 2025г.
Юнион



Геологическое задание
на выполнение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на
участке Жаркамыс Западный-II и пред ОВОС к нему.

Основание выдачи геологического задания

Основанием выдачи геологического задания является Контракт Государственным регистрационным №5423-УВС от 31.12.2024 г. на разведку и добычу углеводородного сырья по участку Жаркамыс Западный-II, расположенном в Актюбинской области Республики Казахстан и согласно Закону о недрах разработать Проект разведочных работ (поисковый этап).

Целевое назначение работ

Целью настоящего проекта является разработка и обоснование видов и объемов работ в пределах геологического отвода на участке Жаркамыс Западный-II ЧК «HarmonyOre Mining Co., Ltd», с целью выделения участков (структур) перспективных на наличие залежей нефти и газа и проведения на них буровых работ.

1. Задачи

Основными задачами проводимых работ являются:

- Анализ геолого-геофизической изученности и геологического строения района работ;
- Обоснование постановки сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ и размещение сейсмических профилей в объеме 500 пог.км.;
- Обоснование точек заложения поисковых скважин с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых и подсолевых отложениях;
- Обоснование конструкции скважин, параметров бурового раствора, бурового оборудования;
- Обоснование видов и объемов работ в скважинах: отбор керна, шлама, ГТС, ГИС, испытания перспективных на нефть и газ горизонтов в открытом стволе и в колонне;
- Разработка «Проекта Оценки воздействия на окружающую среду» (Далее-ОВОС).

2. Содержание проекта и виды работ

2.1. Проект должен содержать все главы и оформлен согласно действующим инструкциям и методическим указаниям.

2.2. Графические приложения Проекта должны включать:

- схему геолого-геофизической и буровой изученности участка;
- структурные карты по отражающим горизонтам (III, V, VI и P_1, P_2);
- геологические разрезы в точках заложения скважин;
- иные графические приложения.

2.3. Описать методики и техники проведения полевых сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ;

2.4. Обосновать точки заложения поисковых скважин и их задачи по результатам обработки геолого-геофизических данных;

2.5. Комплекс ГИС и ГДИС привести на основе современных методов и приборов с учетом новейших технологий;

2.6. Опробование/испытание скважин и отбор кернa предусмотреть в соответствии с нормативными правовыми актами, инструкциями, методическими рекомендациями, действующими в Республике Казахстан.

3. Требования к оформлению и сдаче результатов

3.1. Проект должен быть составлен в соответствии с требованиями действующих инструкции и правил по составлению проектных документов и стандартов в Республике Казахстан.

3.2. На основании Договоренности, выданной Заказчиком, Исполнитель должен направлять самостоятельно Проекты на проведение и получение экспертизы в государственные органы Республики Казахстан.

3.3. Текст Проекта, таблицы и приложения в форматах *.doc, *.xls, *.pdf;

3.4. Графические приложения и рисунки в форматах *.pdf, *.jpg, *.cdr;

3.5. Геологические фонды Заказчика – 1 экз., МД «Запказнедра» - 1 экз., АО «Национальная геологическая служба» - 1 экз., с предоставлением оригиналов извещений о принятии отчета на хранение согласованию с Заказчиком. Отчетные материалы должны быть переданы в бумажном носителе (жестком переплете) и цифровом формате на компакт-диске (СД).

3.6. Отчетные материалы должны быть переданы Заказчику в двух экземплярах и один экземпляр для регистрации в территориальное управление межрегионального департамента «Запказнедра» на русском языке, в бумажном носителе (жестком переплете) и цифровом формате на компакт-диске (СД).

4. Сроки выполнения работ

Разработка проекта, его согласование и утверждение – 120 дней с момента подписания договора и получения исходных материалов Исполнением от Заказчика.

По завершению разработки проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ЧК «HarmonyOre Mining Co., Ltd» на указанных структурах, проект с Экологическим заключением будет предоставлен в Министерство Энергетики Республики Казахстан.

Главный геолог

Зеня

Кызырбек З.К.

ОГЛАВЛЕНИЕ

№.№ гл.	Наименование	Стр.
1	2	3
	Реферат	3
	Геологическое задание	4
1.	ВВЕДЕНИЕ	12
2.	ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	13
3.	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	16
	3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	16
	3.2 Геофизические и геохимические исследования	31
4.	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ	33
	4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез	33
	4.2 Тектоника	41
	4.3 Нефтегазоносность	45
	4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза	49
5.	МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	52
	5.1 Цели и задачи разведочных работ	52
	5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	53
	5.3 Система расположения поисковых скважин	56
	5.4 Геологические условия проводки скважин	59
	5.5 Характеристика промывочной жидкости	60
	5.6 Обоснование типовой конструкции скважин	68
	5.7 Оборудование устья скважин	72
	5.8 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	73
	5.8.1 Отбор керна и шлама в проектных скважинах	73
	5.8.2 Геофизические и геохимические исследования	75
	5.8.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов	77
	5.8.4 Лабораторные исследования	80
6.	ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	82
7.	ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	83
8.	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	84
9.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	97
10.	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	114

№№ гл.	Наименование	Стр.
1	2	3
	НА ПЛОЩАДИ	
11.	ПРЕДПОЛАГАЕМА СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	115
12.	ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	118
	12.1 Оценка ожидаемых ресурсов нефти	118
13.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	120
14.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	122
	ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	123

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ рисунка	Наименование	стр.
1	2.1.	Обзорная карта района работ	15
2	4.2.1	Суперпозиция тектонических нарушений надсолевых отложений с кровлей кунгурских солей	44
3	5.2.1	Расположение профилей сейсморазведочных работ 2Д	55
4	5.3.1.	Геологический профиль через независимую проектную скважину ЖЗ-1	57
5	5.3.2.	Сейсмический профиль 921 через независимую проектную скважину ЖЗ-2	58

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
1	2.1	Сведения по географо-экономическим условиям	13
2	3.1.1	Перечень выполненных сейсморазведочных работ	20
3	3.1.2	Перечень выполненных гравиметрических работ	25
4	3.1.3	Перечень выполненных магниторазведочных работ	28
5	3.1.4	Перечень выполненных электроразведочных работ	29
6	3.1.5	Перечень пробуренных скважин	30
7	5.2.1	Параметры системы наблюдений	53
8	5.2.2	Сейсмические профили 2D	54
9	5.4.1	Проектный стратиграфический разрез независимой скважины ЖЗ-1	59
10	5.4.2	Проектный стратиграфический разрез независимой скважины ЖЗ-2	59
11	5.4.3	Ожидаемые осложнения при бурении независимой скважины ЖЗ-1	60
12	5.4.4	Ожидаемые осложнения при бурении независимой скважины ЖЗ-2	60
13	5.5.1	Рекомендуемые характеристика промывочной жидкости проектной скважины ЖЗ-1	66
14	5.5.2	Рекомендуемые характеристика промывочной жидкости проектной скважины ЖЗ-2	67
15	5.6.1	Рекомендуемая конструкция скважины ЖЗ-1	70
16	5.6.2	Рекомендуемая конструкция скважины ЖЗ-2	71
17	5.7.1	Оборудование устья скважин	73
18	5.8.1.1	Рекомендуемые интервалы отбора керна по независимой скважине ЖЗ-1	74
19	5.8.1.2	Рекомендуемые интервалы отбора керна по независимой	75

№ п/п	№ таблицы	Наименование	стр.
		скважине ЖЗ-2	
20	5.8.2.1	Комплекс геофизических исследований	76
21	5.8.3.1	Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатацион-ной колонне независимой скважины ЖЗ-1	79
22	5.8.3.2	Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатацион-ной колонне независимой скважины ЖЗ-2	79
23	5.8.3.3	Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания	79
24	5.8.4.1	Виды лабораторных исследований на одну скважину	81
25	6.1.	Виды и объемы попутных поисков	82
26	7.1	Виды и объемы геологоразведочных работ	83
27	8.3.1	Сводка коэффициентов к расчетам	87
28	8.7.1	Сводный сметный расчет стоимости ликвидация скважин	93
29	8.8.1	Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли	94
30	8.9.1	Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	95
31	8.9.2	Техническая характеристика фонтанной арматуры	95
32	8.9.3	Расчет общей массы металлолома	95
33	8.10.1	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	96
34	10.1	Расшифровка баланса времени на одну скважину	114
35	10.2	Подробная расшифровка баланса времени на одну скважину	114
36	11.1	Рабочая программа геологоразведочных работ на участке Жаркамыс Западный II	115
37	12.1.1	Подсчет перспективных ресурсов по участку Жаркамыс Западный -II	119
38	13.1	Основные технико–экономические показатели поисковых работ	120

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ пп	№ прил.	Наименование	стр.
1	1	Вырезки из Контракта на разведку и добычу	123
2	2	Геологический отвод с картограммой	127
3	3	Лицензия на проектирование	129
4	4	Заключение метрологической экспертизы	131
5	5	Справка о рассылке	132
6	6	Протокол заседания ГТС	133
7	7	Протокол совместного заседания НТС	135
8	8	Заключение скрининга воздействия намечаемой деятельности	137

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ прил.	Номер листа прилож.	Мас- штаб	Степень секретно- сти прил.
1	Сводный литолого-стратиграфический разрез скважины ЖЗ-1	1	1	1:5000	н/с
2	Сводный литолого-стратиграфический разрез скважины ЖЗ-2	1	2	1:5000	н/с
3	Структурная карта по отражающему горизонту П1	2	1	1:50 000	н/с
4	Структурная карта по отражающему горизонту П2	3	1	1:50 000	н/с
5	Структурная карта по отражающему горизонту П3	4	1	1:50 000	н/с
6	Геологический профиль через скважину ЖЗ-1	5	1	1:5000	н/с
7	Глубинный сейсмический профиль через скважину ЖЗ-2	6	1	гор. 1:50000 верт. 1 см = 100 м	н/с
8	Геолого-технический наряд скважины ЖЗ-1	7	1	1:10 000	н/с
9	Геолого-технический наряд скважины ЖЗ-2	7	2	1:10 000	н/с

Всего 7 графических приложений на 9 листах, все н/с.

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Проект составлен на основании Геологического задания на выполнение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской Республики Казахстан.

ЧК «HarmonyOre Mining Co., Ltd» проводит на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркамыс Западный II в Актюбинской области Республики Казахстан, согласно Контракта №5423-УВС от 31.12.2024г., выданный Министерством энергетики Республики Казахстан.

Площадь геологического отвода на право недропользования составляет 941,68 км².

Высокая перспективность контрактной территории Жаркамыс Западный II в нефтегазоносном отношении связывается с наличием прямых признаков нефти и газа в пределах Прикаспийской впадины с известным высоким нефтегазоносным потенциалом подсолевых отложений.

С целью поисков залежей углеводородов настоящим Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 500 полн.пог.км, бурение 2-х независимых поисковых скважин ЖЗ-1, ЖЗ-2 и 2-х зависимых поисковых скважин ЖЗ-101, ЖЗ-201 с проектными глубинами 7000 м, с проектным горизонтом нижнего и среднего карбона, девона.

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Контрактная территория в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (рис.2.1). Сведения по географо-экономическим условиям сведены и описаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1.

Сведения по географо-экономическим условиям

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ	Контрактная территория находится в административном отношении в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Площадь Жаркамыс Западный-II находится на расстоянии 330 км от города Актобе к югу. Железнодорожная станция Сагиз находится в 80 км к западу, станция Караулкельды в 60 км на северо-запад
2	Место базирования	Актюбинская область, поселок Байганин.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Район работ относится к Предуральскому плато и является слабо расчлененной, пологой наклонной к юго-востоку аллювиальной равниной, где встречаются отдельные останцы, изрезанные оврагами, промоинами, и бугристые пески. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах 120-180 м, в сторону р. Эмба рельеф понижается до 80-100 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть развита слабо, представлена редкой сетью оврагов и балок, имеющих временные водотоки в период снеготаяния. Примерно в 10 км к югу протекает р. Эмба с хорошо выработанной долиной. Недалеко от поверхности расположены пресные воды.
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной малоснежной зимой, с резкими суточными и сезонными колебаниями температур. Максимальные температуры летом достигают +30-+45°C, минимальные зимой -30-40°C.
6	Количество осадков	Среднегодовое количество осадков (в пределах 160-200 мм) выпадает, преимущественно, весной и осенью.
7	Преобладающее направление ветров и их сила	Почти постоянно дующие ветры имеют восточное и юго-восточное направления.
8	Толщина снежного покрова и его	Снежный покров значительный, основное количество осадков выпадает в зимний период.

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
	распределение	
9	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительность района крайне бедна и представлена, в основном, травами (полынь, ковыль, типчак). Древесная растительность встречается лишь в пойме р. Эмба в виде небольших групп деревьев и кустов тальника. Животный мир имеет особый видовой состав: можно встретить антилопу-сайгу, джейранов, из хищных – волков, лис, барсуков, диких свиней; в изобилии водятся грызуны и пресмыкающиеся.
10	Населенные пункты и расстояния до них	Поселок Байганин – на расстоянии 330 км от города Актобе к югу.
11	Состав населения	Казахи, русские, татары и др.
12	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтедобывающая промышленность. Сельскохозяйственная деятельность.
13	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Газопровод «Бухара-Урал», нефтепровод Атырау-Кенкияк-Кумколь, автодороги Актобе-Атырау.
14	Источники: теплоснабжения, электроснабжения	Местные источники электроснабжения отсутствуют. Буровые будут обеспечиваться автономными электростанциями (ДВС), которые также являются источниками теплоснабжения (ТЭНы).
15	Виды связи	Постоянная связь обеспечивается по рации или мобильной связью при его доступности.
16	Пути сообщения	Автодороги Актобе-Атырау. Проходит железная дорога Актобе-Атырау.
17	Условия перевозки вахт	Доставка персонала для проведения работ из Актобе будет осуществляться автотранспортом и поездом.
18	Наличие зимников, срок их действия	В летний период район используется в качестве пастбища для домашних животных.
19	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Связь с населенными пунктами осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

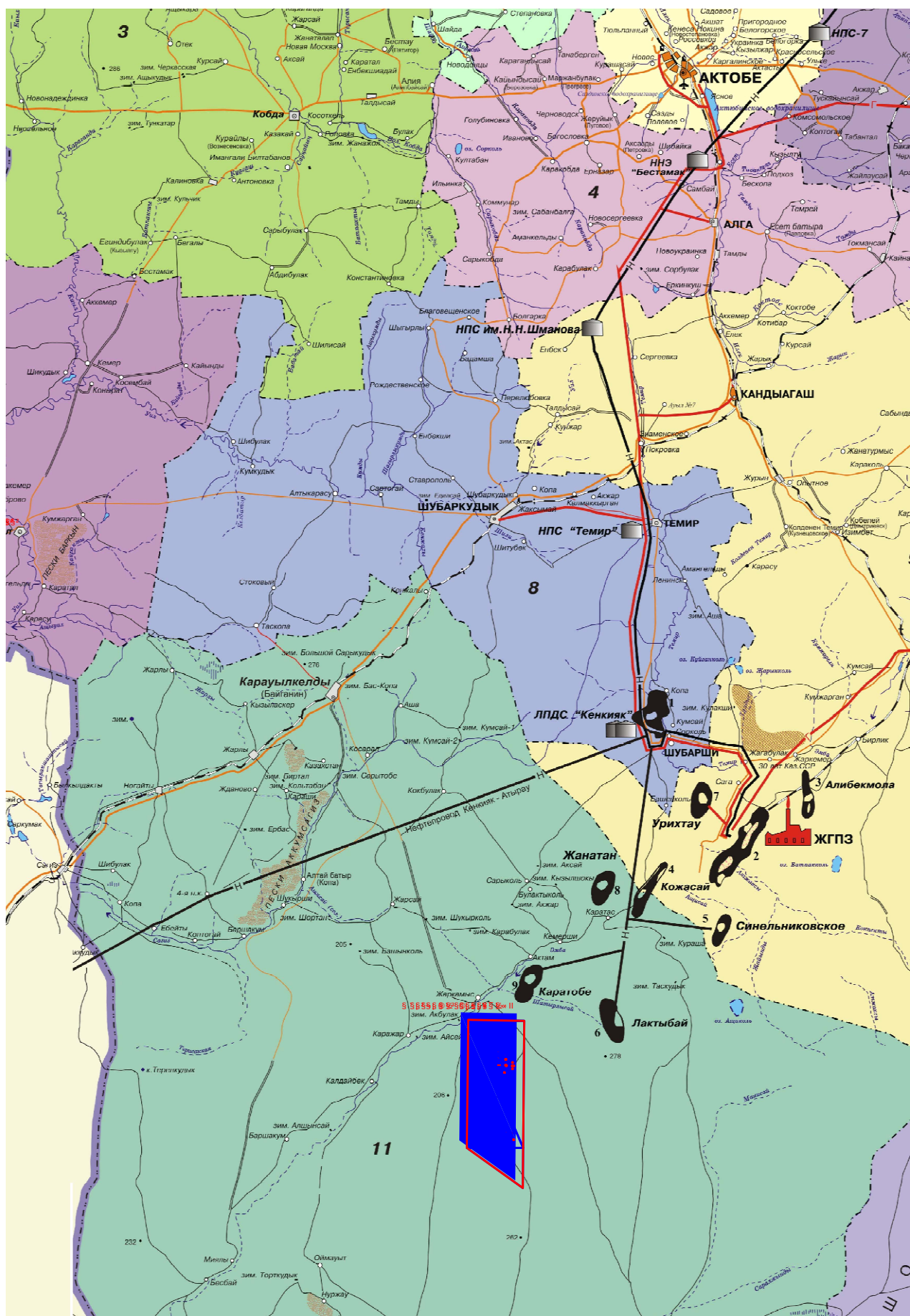


Рис.2.1. Обзорная карта

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ

Планомерное геолого-геофизическое изучение восточной части Прикаспийской впадины началось с 30-х годов, в первую очередь, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности соляных куполов.

Л.П. Смирнов в 1929 г. на территории листа L-40 закартировал купол Каскыртау в виде одного западного крыла, восточное крыло было им названо поднятием Сокуртобе.

П.Е. Харитонов (1948-1949 гг.) провел государственную геологическую съемку в масштабе 1:200000 на территории листа L-40-П. Им значительно уточнено строение ряда куполов, в том числе и Каскыртау, где выделены западное и восточное крылья.

В 1950 г. Урало-Эмбенская гидрогеологическая партия (Котова А. и др.) проводит гидрогеологическую съемку масштаба 1:500000 северо-восточной части листа L-40.

В результате работ составлена схема гидрогеологического районирования. Авторами сделан вывод, что основным горизонтом для водоснабжения может служить альб-сеноманский водоносный комплекс.

В 1952г. на территории Байганинского района под руководством Тушканова Л.Я. проведена гравиметрическая съемка масштаба 1:200000. Съемкой был выявлен ряд минимумов силы тяжести, в том числе и минимум силы тяжести, соответствующий по своему положению солянокупольному поднятию Каскыртау.

В 1956 г. Самсоновым В.Ф. в исследуемом районе проведены ревизионно-увязочные работы в связи с подготовкой к изданию геологической карты листа L-40-П в масштабе 1:200000. Основой для составления карты послужили материалы Харитонova П.Е., которые были дополнены полевыми исследованиями и данными дешифрирования аэрофотоснимков. В результате этих работ были уточнены некоторые геологические границы и детализирована стратиграфия палеогеновых отложений.

В 1965-1966 гг. на площади солянокупольных поднятий Санкубай, Акбота, Каскыртау, Чикембай, Каражар и др. Эмбенской ГПЭ (Лиханов В.М. и др.) были проведены геологосъемочные работы масштаба 1:50000 с применением картировочного бурения. Этими работами уточнены существовавшие ранее геологические представления и получены более полные данные по стратиграфии, тектонике и нефтеносности площадей. По результатам работ названные купола рекомендованы под структурно-поисковое бурение.

В эти же годы на окружающих куполах Каражар, Тюбелес, Мурзаадыр, Коскуль-Донгелексor, Санкубай Актюбинской геофизической экспедицией проводились рекогносцировочные (с частичной детализацией) работы МОВ

и КМПВ в масштабе 1:100000. В результате работ составлены структурная карта по III? отражающему горизонту и схема строения по кровле соли.

В 1966-1968 гг. Эмбенская ГПЭ (Коптлеуов К.) на куполах Каскыртау, Чикембай, Санкубай и др. проводит структурно-поисковое бурение. На куполе Каскыртау пробурено 18 скважин глубиной до 500 м. Скважины К-7, PZ-11, К-20, PZ-16 вскрыли породы кунгурского яруса. Структурным бурением изучено глубинное строение сводовой части купола.

В юрских отложениях южного блока восточного крыла встречены признаки нефти (скв. К-3, PZ-15). Испытание горизонтов не проводилось. По результатам работ составлена геолого-структурная карта масштаба 1:25000. Купола Каскыртау, Санкубай, Чикембай рекомендованы под глубокое поисковое бурение.

Одновременно на площади солянокупольных поднятий Каскыртау, Санкубай, Акбота, Чикембай сейсмопартией 6-7-8/67 (Колошин Д.И.) Актюбинской ГЭ проводятся поисковые и детализационные сейсморазведочные работы МОВ и КМПВ. В пределах купола Каскыртау установлены положения поверхности соли, крутых уступов соляного массива, мощность соли в своде. В подсолевых отложениях прослежено положение горизонта P_1 . Построены структурные карты по III? и VI? горизонтам в масштабе 1:100000.

В 1968-1970 гг. Актюбинской НРЭ на куполах Санкубай, Чикембай, Альмурааткыяр проведено глубокое поисковое бурение.

В 1977 г. Актюбинской НРЭ на площади Каскыртау проведено глубокое поисковое бурение. Проведена оценка перспективных запасов нефти продуктивных горизонтов Ю-II и T_1 -II.

В 1980 г. (Марченко О.Н., Абаханов А., Ульмамбетова О. Отчет о результатах глубокого поискового бурения на соляном куполе Каскыртау. г.Актюбинск, 1980 г., АНРЭ) дано обоснование подсчетных параметров для продуктивных горизонтов Ю-II и T_1 -II, а также проведен подсчет геологических запасов нефти по категории C_2 .

В 1995-2002 гг. СП «Актобе Происсаг Мунай Лтд» на блоке Жаркамыс Западный проведены геологоразведочные работы на нефть и газ.

Сейсморазведка

Из всех геофизических методов, применяемых для изучения строения осадочной толщи Прикаспийской впадины и поисков ловушек углеводородов, наиболее эффективным является сейсморазведка.

В 1965-1970 годах были проведены рекогносцировочные работы МОВ, РМП и КМПВ. Сейсмические исследования до 1971 года выполнялись, в основном, с целью изучения перспективных структур в надсолевом комплексе осадочных отложений. Регистрация упругих колебаний осуществлялась сеймостанциями с осциллографической записью, отражения от подсолевых горизонтов прослеживались спорадически. Подсолевой комплекс осадконакоплений освещался, в основном, региональными

работами КМПВ. В результате этих работ построены тектонические схемы по преломляющим горизонтам П и Ф (кровля кристаллического фундамента). В дальнейшем применение сейсмостанций с промежуточной магнитной записью, группирование сейсмоприемников и взрывных источников позволило улучшить качество сейсмических материалов и дало возможность картировать палеозойский комплекс отложений по горизонтам P_1 , P_2' , P_3 .

Начиная с 1973 года, применяется система многократного наблюдения (МОГТ), что значительно повышает информативность сейсмического материала и по существу является началом нового этапа в изучении геологического строения Прикаспийской впадины. Работы методом ОГТ на территории блоков Восточный и Западный Жаркамыс проводились, в основном, силами трех экспедиций ПГО "Казгеофизика": Турланской, Актюбинской и Илийской (Табл. 1.1).

В первые годы внедрения метода ОГТ применялось в основном 6-ти и 12-ти кратное профилирование с центральной и фланговой системами наблюдений из одного пункта взрыва; по 9, 17 сейсмоприемников на канал на базе 40, 80 метров; взрывной интервал 50, 100, 160, 200 метров; группирование 7-24 скважины на пикет, глубиной 6 метров; суммарный заряд - 67-124 кг.

Регистрация упругих колебаний осуществлялась сейсмостанциями "ПОИСПЗ-1-48-МОВ" и "ССЦ-2". Полученные временные разрезы этого периода были насыщены волнами-помехами и динамически невыразительны.

В 1975-1978 годах тематическими партиями Турланской и Илийской экспедиций, были переинтерпретированы и обобщены материалы региональных работ КМПВ. В результате чего по восточной части Прикаспийской впадины были построены карты поверхности фундамента, кровли подсолевых карбонатных отложений, тектоническая карта и схема перспектив нефтегазоносности. Впервые выделен и о контурен доверхнедевонский карбонатный комплекс. Позже, тематическими партиями Актюбинской экспедиции (1978-1979), был проанализирован и обобщен весь геофизический материал в комплексе с данными бурения; в результате были уточнены границы области распространения карбонатных отложений и их мощность.

Начиная с 1976 года, широко внедряются высокочувствительные сейсмостанции с цифровой записью, что позволяет значительно уменьшить величину суммарного заряда (до 10-15 кг.).

В 1984-1986 годах Турланской экспедицией впервые в Прикаспийской впадине выполнены работы ОГП МПВ, позволившие выделить области развития высокоскоростных карбонатных отложений на юго-восточном склоне Южно-Эмбенского поднятия и уточнить зоны их распространения, а также глубины залегания.

С 1984 года взрывные источники возбуждения стали заменяться невзрывными. Использовались газодинамические установки и вибраторы. Использование виброустановок позволило повысить частоту записи.

Анализ сейсмических исследований, выполненных разными организациями в разные годы, показывает высокую эффективность сейморазведки МОГТ для картирования как мезозойских, так и палеозойских отложений, а комплексирование ОГТ и ОГП МПВ позволяет опознавать в разрезе области развития разновозрастных карбонатных толщ.

В результате построены структурные карты по подсолевым и надсольевым отложениям и выявлен ряд локальных структур, перспективных в нефтегазоносном отношении.

Периодически весь накопленный материал пересматривался тематическими партиями разных экспедиций.

В 1990-1992 гг. ТГФЭ проведены поисково-детальные сейморазведочные работы МОГТ и опытно-методические работы по детальному изучению надсолевых и подсолевых разрезов с позиций сеймостратиграфии на юго-востоке Прикаспийской впадины. Построены структурные карты в масштабах 1:100000 и 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, D, VI, П₁, П₁^I, П₁^{II}, П₂.

В 1993-1994 годах АГФЭ, совместно с российско-американским предприятием ГЕОИНТЕРТЭК, провели тематические работы по обобщению всего геолого-геофизического материала блоков Восточный, Западный Жаркамыс и прилегающих территорий с целью уточнения строения надсолевого комплекса отложений и выявления перспективных участков для передачи их под глубокое бурение. В результате этих работ была выполнена сеймостратиграфическая интерпретация сейсмических данных с данными бурения и гравиразведки, построены структурные карты по надсольевому комплексу отложений, по кровле подсолевых отложений, карты мощностей и даны рекомендации на проведение дальнейших поисковых работ и постановку глубокого бурения на ряде структур.

В 1995-2002 гг. СП «Актобе Проиццаг Мунай Лтд» на блоке Жаркамыс Западный с целью уточнения геологического строения солянокупольных структур Каскыртау, Шольтобе, Карасакалмола, Узынтау проведены сейморазведочные исследования МОГТ. В результате этих работ уточнено геологическое строение надсолевых структур Карасакалмола и Узынтау, выявлен соляной карниз на куполе Карасакалмола.

Таблица 3.1.1

Перечень выполненных сейсморазведочных работ

№	Авторы отчетов	Года провед. работ	Название компании	Виды работ	Основные результаты
1	2	3	4	5	6
1	Курмашев Е.К. Згурская В.Н.	1971 40/71 36/71	«Казахский геофизический трест»ТГФЭ	Поисковые работы МОВ КМПВ	По данным МОВ построены структурные схемы по П1 и П3 м-б 1:200000. Выявлено 16 антиклинальных перегибов. По данным КМПВ построены карты изогипс поверхности соляной толщи.
2	Чистяков В.Г Макеев В.Н Чистякова С.И. Сорокин В.П.	1971 32- 35/71	«Казахский геофизический трест» ТГФЭ	КМПВ	Прослежены поверхность кристаллического фундамента, граница Мохоровичича и внутрипалеозойские границы Т1, Т2, Т3 и Т4, кровля соли на куполах и внутри пермотриассовая граница в межкупольных зонах. Положительно оценена методика обменных преломленных волн для решения региональных задач.
3	Жаманкулов Н.Ж. Амирешев К.Ш. Рахметов Р.	1973 40/73	ЮКГТУ ТГФЭ	Поисково- детальные работы МОВ, КМПВ и МОГТ	Построены структурные карты по III, V, П1 и кровли соли. Детализирована и подготовлена под нефтепоисковое бурение структура Боржер.
4	Патрушев П.В. Карленко Н.Я. Медеубаев Г.К. и др.	1974 1-2-3/73	Управление «Казнефте- газразведка», АГФЭ.	Поисковые работы МОВ и КМПВ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам П1, П2, П3, схема строения соли по площадям куполов Кумкудукоба, Тускум, Чиркала, Лактыбай.
5	Патрушев П.В. Карленко Н.Я. Медеубаев Г.К. и др	1973 1-2-3- 11/73	Управление «Казнефте- газразведка» АГФЭ.	МОВ, КМПВ и гравиразведка	Выявлены Жаркамыское, Чиркалислинское, Четырлинское I, Терешковское, Тускумское и др. подсолевые поднятия. Построены структурные карты П1, П1', П2', П3 и схема строения кровли соли.
6	Мазур В.И. Мазур В.Н. Сагитова Д.Х.	1974 6/74	Управление «Казнефте- газразведка» АГФЭ	МОГТ и профильная гравиразведка	Построены структурные карты по П1, П2', П3, VI и даны рекомендации на глубокое разведочное бурение подсолевого поднятия Сев. Киндыся.

Продолжение

1	2	3	4	5	6
7	Серенков Н.П. Мазур В.Н.	1974 1-2/74	Управление «Казнефте- газразведка» АГФЭ	Детальная сейсморазведка МОГТ и профильная гравиразведка	По результатам гравиметрической съёмки построены графики по профилям, проведена количественная интерпретация. По сейсмическим данным изучено глубинное геологическое строение надсолевых и подсолевых отложений, уточнено строение соляных куполов Тускум, Шотыколь, Чиркала II, Четырлы I и II.
8	Курмашев Е.К. Федорова С.К.	1976 6/75-76	ЮКТГУ ТГФЭ	Поисковые работы МОВ и КМПВ	Подготовлены к передаче под глубокое бурение подсолевые структуры Киндысай и Чиркала. Прослежена волна с $V_T = 4500-5000$ м/сек.
9	Мазур В.Н. Селиванов Г.И.	1976 11/76	Управление «Казнефте- газразведка» АГФЭ	Поисковые работы МОГТ	Уточнено строение подсолевого комплекса структур Каратюбе и Сев. Киндысай. Рекомендована детализация поднятий по верхнепермским горизонтам S и Q.
10	Моносыпова С.Р.	1977 6/77	Управление «Казнефте- газразведка» АГФЭ	Поисково- разведочные работы МОГТ	Построены структурные карты по П, П ₂ '. Отмечено поднятие Айшуак.
11	Кан В.П.	1978 14/77- 78	Управление КНГР АГФЭ	Поисковые работы МОГТ	Уточнено строение подсолевого поднятия Курсай. Дана рекомендация на постановку поискового бурения.
12	Вербицкий Л.П. Озерова Л.К. Макушенкова М.В.	1979 8/79	НПО "Нефтегеофизика" ЦГЭ	Опытно- производственн ые исследования МОГТ	Показана возможность разделения терригенных и карбонатных отложений по пластовым скоростям.
13	Булукбаев З.Е.	1980	ПГО «Актюбнефте- газгеология»	Тематические работы	Обобщены геолого-геофизические результаты нефтепоисковых работ по востоку Прикаспия.
14	Огай Б.А.	1978- 1980	Управление КНГГ АГФЭ	Тематические работы	Сопоставлены данные глубокого бурения и сейсморазведки. Выявлены причины их несоответствия.

Продолжение

1	2	3	4	5	6
15	Пилифосов В.М. Давыдов Н.Г. и др.	1986 5/84-86	ПГО «Казгеофизика» ТГФЭ	Сейсморазведка МОГТ, ОГП МПВ, электроразведка ЗСБ, МТЗ.	Уточнено геологическое строение зоны сочленения юго-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины и Южно-Эмбенского поднятия. Доказана приуроченность горизонта P_3 к кровле докембрийского фундамента. Построены структурные карты по P_1 , P_2 , P_3 , III, V, VI, карты суммарной предельной проводимости p_K и приращений дельта q и изомощностей высокоомных толщ по данным ЗСБ, а также геолого-геофизические разрезы.
16	Арзютов В.Н.	1984 7/80-81 8/81-83	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Региональные сейсмические работы МОГТ	Построены глубинные разрезы по профилям и схематические структурные карты по P_1 и $P_2^Д$.
17	Арзютов В.Н.	1986 8/84-85	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Региональные сейсмические работы МОГТ	Выделена зона распространения карбонатных отложений в Останукском прогибе. Составлены сводные таблицы литолого-стратиграфической разбивки разрезов глубоких скважин на восточном борту Прикаспийской впадины с учетом данных ВСП. Построены глубинные разрезы по профилям и структурные карты по горизонтам P_1 , P_1' , P_2' , P_2'' и P_3 .
18	Байбатыров Т.А. Бойчук Л.П. Чугунов В.А.	1986 1/84-86	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Поисковые работы МОГТ	Подтверждены ранее выявленные подсолевые структуры Шотыколь, Ширкала, Терешковская, Кокбулак. Построены структурные карты по P_1 , P_2 , P_2' , P_2^K , и P_3 и схемы по кровли соли.
19	Садыров М.С.	1987 11/85- 87	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Скважинные наблюдения ВСП, МОГ, МПГС, ПМ ВСП	Уточнено геологическое строение межкарбонатных толщ. Построены сводные графики скоростей по 23 скважинам. Прослежены глубинные отраженные волны разных типов, определена их природа и осуществлена стратиграфическая привязка горизонтов.
20	Селихов З.Г.	1988 54/86- 88	НПО "Нефтегеофизика" ГЭПР	Опытно- методические сейсмические исследования	Изучено геологическое строение Жаркамышского свода. Построены структурные схемы по кровле КТ-I и КТ-II. Даны рекомендации на постановку глубоких скважин.
21	Байбатыров Т.А.	1988 1/86-88	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Поисковые работы МОГТ	Построены структурные карты по горизонтам VI, Д, P_1 , P_2 , P_2' , $P_2^Д$, P_3 , P_2^t . Выявлена по терригенным отложениям подсолевая структура Южн. Шотыколь и подтверждена структура Айшуак.

Продолжение

1	2	3	4	5	6
22	Садыров М.С	1990 11/88- 90 12/87- 89	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Комплексные исследования МОГТ и ВСП	Построены структурные карты по горизонту VI, П ₁ , П ₂ , П ₂ ['] , П ₂ ^с , П ₂ ^т , П ₃ , сводные скоростные колонки по 45 скважинам, сводные сейсмограммы ВСП.
23	Арзютов В.Н. Царев А.В.	1993 9/89-92	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Региональные профильные исследования МОГТ	Построены сейсмогеологические разрезы по профилям. Выявлено, что Жаркамышская зона подсолевых поднятий характеризуется как сложно блоковая.
24	Гущин Е.С. и др.	1988 5/88-90	ПГО «Казгеофизика» ТГФЭ	Результаты поисковых работ МОГТ	Построены структурные карты по горизонтам III, V, VI, П ₁ , П ₁ ['] , П ₂ ^т , П ₂ ^с , П ₃ . Уточнены ранее выявленные подсолевые структуры и выявлены новые антиклинальные поднятия.
25	Гущин Е.С. и др.	1990 5/90-92	ПГО «Казгеофизика» ТГФЭ	Поисково- детальные работы МОГТ	Обобщены геолого-геофизические материалы. Уточнен структурный план надсолевых и подсолевых структур по горизонтам III, V, VI, Д, П ₁ , П ₁ ['] , П ₂ ["] , П ₂ ^д , П ₃ .
26	Байбатыров Т.А.	1991 1/89-91	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Поисковые работы МОГТ	Уточнено геологическое строение подсолевых структур Каратобе, Сев. Киндысай, Киндысай, проведен сеймостратиграфический анализ. Проведено районирование надсолевой толщи по особенностям скоростной характеристики до П ₁ . Отмечено широкое распространение тектонических нарушений и пластовой соли. Даны рекомендации на глубокое поисковое бурение.
27	СП «Актобе Пройссаг Мунай Лтд»	1995	СП «Актобе Пройссаг Мунай Лтд»	Поисковые работы МОГТ	Уточнено геологическое строение солянокупольных структур Каскыртау, Узынтау, Карасакалма. На куполе Карасакалма выявлена подкарнизная структура.

Гравиразведка

Гравиметрические исследования на блоке Жаркамыс Западный проводились с 1961 года различными геофизическими организациями: ВАГТ, Гурьевской, Турланской, Актюбинской, Илийской экспедициями (Табл. 1.2). В результате проведенных площадных и профильных гравиметрических съемок были построены гравиметрические карты м-ба 1:200 000, 1:50 000, 1:25 000, на которых выявлены локальные аномалии силы тяжести и оконтурены в региональном плане Южноэмбаинский гравитационный максимум и Актюбинский гравитационный минимум первого порядка. По данным детальной площадной и профильной гравиметрических съемок, в комплексе с сейсморазведкой, составлены структурно-тектонические схемы по кровле соли. В 1981 году Матусевичем А. В. было проведено обобщение площадных гравиметрических съемок и сейсморазведочных данных, в результате которого построена карта поверхности соли с выделением участков возможного развития соляных карнизов. При изучении подсолевых отложений гравиразведка, как и другие геофизические методы (магнито- и электроразведка), недостаточно эффективна и практически не используется.

Таблица 3.1.2

Перечень выполненных гравиметрических работ

№ п/п	Авторы отчета	Года проведения работ	Название компании, проводившей работы	Вид работ	Основные результаты
1	2	3	4	5	6
1	Тушканов Л.Я.	1951 15/51	Главнефтегеофизика Казахстанская геофизическая контора	Площадная съемка	Построены гравиметрические карты с сечением 2 мЛг и 4 мЛг.
2	Попов Н.А.	1960 37-38/60	Казахстан- нефтегеофизика	Опорная, площадная и детальная съемка	Составление карты изоаномал силы тяжести в редукции Буге.
3	Попов Н.А., Мануков Г.И	1964 21-22/64	Казахстан- нефтегеофизика	Площадная гравиметрическая съемка.	Составлены карты аномалий силы тяжести в редукции Буге. Карты изоаномал остаточного поля.
4	Шипицына Т.И., Шипицын Н.А.	1970	Всесоюзный аэрогеологический трест	Площадная гравиметрическая съемка	Приведены сведения о геологическом строении купола Боржер, плотностной характеристике разреза, подробно описаны методики работ, интерпретация и результаты, даны конкретные рекомендации по постановке поискового бурения на нефть в пределах восточного купола и северо-восточной межкупольной зоны.
5	Мазур В.Н. Лежебоков В.В. Кузнецова К.Н.	1976 1-2/76	Управление «Казнефтегазразведка» АГФЭ	Площадная гравиметрическая съемка	Изучены соляные купола Байганин, Каратюбе, Жаркамыс, Четырлы-П, Чиркала- П. Построены гравиметрические карты в редукции Буге М 1:50000 с сечением изоаномал 0,5 мЛг., карта остаточных аномалий силы тяжести М 1:100000 с сечением изоаномал 1,0мЛг., схема строения кровли соли М1:100000 с сечением изогипс 0,5 км, карта ошибок теоретического поля М 1:100000 с сечением изоаномал 1,0 мЛг.
6	Алмажанов М.О Пантелеев Т.И. Матвеев С.К.	1977 43/77 44/77	Управление «Казнефтегазразведка» ГГФЭ	Площадная гравиметрическая съемка	Составлена прогнозная карта по кровле соли в М 1:100000. Определено региональное поле площади методами подбора и многократных трансформаций. Впервые выявлены солянокупольные структуры Копа Северный,

Продолжение

1	2	3	4	5	6
					Корумбет Восточный, Орысказган Южный, Шотыколь Южный, Тускум Южный и Карлыгаш, развитые на соляных перешейках. Построена гравиметрическая карта изоаномал в редукции Буге в м-бе 1:50000, с сечением изоаномал через 0,5 мгл.
7	Пономарева Т.Ф. Киричик М.А. и др.	1977 32/77 35/77	НПО «Союзгеофизика» Комплексная Геофизическая Экспедиция	Электроразведка (ВЭЗ-ВП) (высокоточная гравиразведка) по профилям	В результате ЗСМ выявлены 4 нефтеперспективных глубинных аномалии и две благоприятные зоны для их поисков в подсолевых отложениях на глубине 3,5-5,0 км. Профильными гравиметрическими наблюдениями выявлена одна аномалия типа залежи, совпадающая с аномалией метода ЗСМ. Выявлено 10 аномалий ВП. Построены карты кажущегося сопротивления в м-бе 1:5000, результаты интерпретации материалов ЗСМ по профилям в м-б 1:50000 и ВЭЗ-ВП в м-бе 1:5000, гравиметрических работ в м-бе 1:50000.
8	Лежебоков В.В. Огай Б.А. Савин Ю.Н.	1983-1985 15/16/83-85	ПГО «Казгеофизика» АГФЭ	Высокоточная гравиразведка.	Подтверждено увеличение мощности карбонатных отложений в предполагаемой по сейсмическим данным зоне распространения рифовых образований, выявлен большой локальный максимум силы тяжести, который связан с карбонатными отложениями. Построены гравиметрические карты в редукции Буге с поправкой за дневной рельеф местности, регионального поля (способ осреднения К=9км) м-бе 1:500000 с сечением изоаномал 0,2 мгл., графики силы тяжести и разрезы полного нормированного градиента силы тяжести по результатам профильных работ.

Магниторазведка

Магниторазведочные работы и аэросъемку проводили Главное Управление гидрометеорологической службы СССР, Новосибирский и Казахский геофизический тресты, Казахстанская аэрогеологическая экспедиция (Табл. 1.3). В результате проведенных работ была изучена магнитная восприимчивость осадочного чехла и составлены карты магнитных аномалий и схемы тектонического строения с литолого-стратиграфической характеристикой. В результате комплексной интерпретации данных высокоточной аэромагнитной съемки, сейсмических, гравиметрических исследований и данных глубокого бурения построена схема блоко-разрывной тектоники района с выделением основных структурных элементов фундамента и осадочного чехла. Работы показали, что в зоне развития соляных куполов отмечается отрицательное магнитное поле (Жаркамысский и Оймаутский минимумы), а на участках отсутствия солянокупольной тектоники - положительное магнитное поле (Каратюбинская зона максимумов). Установлена закономерность, выраженная в генетической связи локализации нефтегазовых месторождений и проявлений в тектонически-активных зонах, фиксируемых в магнито-возмущающем поле.

Электроразведка

Начиная с 1972 года, Трестом "Спецгеофизика" для изучения поверхности соли проводились методы ДЭЗ (дипольное электрозондирование), ВЭЗ (вертикальное электрическое зондирование) (Табл. 1.4). При разработке методики "прямых поисков" залежей нефти в подсолевом комплексе отложений использовались методы ВЭЗ-ВП, ЗСМ. В результате этих работ подтверждены и оконтурены в плане ранее выявленные глубинные аномалии. Работы, проведенные в 1978 году НПО "Спецгеофизика" по методу ВЭЗ-ВП, ЗСМ, позволили построить карты расположения электроразведочных аномалий в м-бе 1:100 000. Однако, из-за сложного строения соляных тел, являющихся экраном для электрических полей, электроразведочные работы дальнейшего распространения не получили.

Таблица 3.1.3

Перечень выполненных магниторазведочных работ

№ п/п	Авторы отчета	Года провед. работ	Название компаний, проводивших работы	Вид работ	Основные результаты
1	Белоусов А.И.	1969	Казгеофизтрест (КГТ) ЮКГЭ (Южно-казахстанская геофизическая экспедиция)	Аэромагнитная съемка по маршрутам.	Построены графики значений Т-измеренное, Т-приведенное к среднегодовому 1969, ΔT_a с введением поправки за нормальное поле 1965 г.
2	Волков А.И. Малетин В.И. и др.	1971	КГТ ЮКГЭ	Профильная магниторазведка	Результаты наблюдений выносились на разрезы по профилям. Аномалии отсутствуют.
3	Альхименок К.П. Сейфулин Ш.М.	1978	ЮКТГУ. КАГГЭ	Площадная аэромагнитная съемка по маршруту.	Рассмотрена геологическая природа магнитных аномалий. Выявлены многочисленные разрывные нарушения трех порядков. С позиции применяемого метода дана оценка нефтегазоперспективности района работ.
4	Сейфулин Ш.М.	1980	ПГО «Южказгеология»	Площадная аэромагнитная съемка.	Проведена комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов на основе, которой установлена взаимосвязь элементов поля ΔT_a с внутренним строением фундамента и структурами платформенного чехла.
5	Сейфулин Ш.М.	1981-1982	ПГО Казгеофизика АГГЭ	Площадная аэромагнитная съемка.	Проведено геологическое истолкование геомагнитного поля, построены карты аномального магнитного поля, региональной и локальной составляющей и др.

Таблица 3.1.4

Перечень выполненных электроразведочных работ

№ п/п	Авторы отчета	Год	Наименование организации	Вид работы	Основной результат исследований, рекомендаций
1	2	3	4	5	6
1	Кан О.А. Романенко В.П. и др.	1972	Трест «Спецгеофизика» Байганинская опытно-производственная ЭРП №32	Опытно-производственные работы ВЭЗ-ВП, ДЭЗ, ЗС.	Выявлена аномальная зона ВП по площади Акжар-Курсай.
2	Варламова Д.А. Романенко В.П. Федосеева В.Н.	1973	Трест «Спецгеофизика» Байганинская опытно-производственная ЭРП №32/73	Опытно-производственные работы ВЭЗ-ВП, ЭЗ-ЗС.	Отмечена зависимость кажущейся поляризации от сопротивления геоэлектрических горизонтов.
3	Федосеева В.Н. Киричик М.А. и др.	1975	НПО «Союзгеофизика» КГЭ. Байганинская опытно-производственная ЭРП 32/75	Опытно-производственные работы по проблеме прямых поисков нефтегазовых залежей ВЭЗ-ОЗ-ВП, ЗС	Показано, что соляная толща не может являться экраном при изучении надсолевых отложений методом ЗСМ. Оконтурирована глубинная электрическая аномалия нефтегазоперспективного типа, относимая к подсолевым отложениям. Отмечена приуроченность к её периферийной части аномалии повышенной поляризуемости.
4	Федосеева В.Н. Киричик М.А. и др.	1976	НПО «Союзгеофизика» КГЭ. Байганинская опытно-производственная ЭРП 32/76	Опытно-производственные работы ВЭЗ-ВП, ЗСМ.	В результате работ ЗСМ подтверждены и оконтурированы в плане выявленные ранее и, признанные нефтеперспективными, глубинные аномалии на Каратюбинской и Жаркамышской площадях, а также выявлены одиночными пересечениями ещё три аномалии и две благоприятные зоны. В результате ВЭЗ-ВП на разносах АВ/2-700м выявлено несколько аномалий, которые тяготеют к контуру глубинных аномалий ЗСМ. Построены разрезы в м-бе 1:50000 и схематические карты в м-бе 1:50000.

Изученность контрактной территории бурением

Начало планомерных геологических исследований относится к 1944-1946 гг., когда была проведена геологическая съемка листа L-40 в масштабе 1:1000000. В результате были получены общие данные о геологическом строении района.

На основании данных геологической съемки, проведенной ВАГТ в 1948-49 гг, 1960, 1961 и 1965 гг., были составлены геологические карты масштаба 1:200000 для всей территории.

Почти все соляные купола изучены картировочным бурением, которое вскрыло меловые отложения, многими глубокими скважинами вскрыты юрские и триасовые отложения.

По данным картировочного бурения составлены геологические карты в масштабе 1:25 000, 1:50 000.

Данные структурного бурения позволили изучить геологический разрез осадконакоплений до триасовых и кунгурских отложений.

На основе данных структурного бурения были составлены геологические разрезы.

При проведении геолого-геофизических исследований района было пробурено 14 скважин на площади Каскыртау, 1 скважина на площади Карасакалмола и 1 скважина на площади Узынтау. Их глубина зависела от поставленных целей и задач. Перечень скважин приведен в таблице 1.5.

Таблица 3.1.5

Перечень пробуренных скважин

Структура	Скв.	Глубина, м	Горизонт	Нефтеносность	Год бурения
Каскыртау	Г-1	1110	Кунгур	Незначительный приток из нижнего триаса	1977
	Г-2	2250	Кунгур	Соль с примазками нефти	1978
	Г-3	900	Кунгур	Нет	1977
	Г-4	850	Кунгур	Незначительный приток из нижнего триаса и юры	1977
	Г-5	905	Кунгур	Нет	1977
	Г-6	1100	Кунгур	Нет	1977
	Г-8	901	Кунгур	Нет	1978
	Г-10	500	Юра	Нет	1978
	К-7	500	Кунгур	Нет	
	PZ-11	500	Кунгур	Нет	
	PZ-16	500	Кунгур	Нет	
	К-20	440	Кунгур	Нет	1966
Карасакал-мола	1	3996	Верхняя Пермь	Нет	1998
Узынтау	1	3536	Кунгур	Нет	1999

3.2. Геофизические и геохимические исследования

Геофизические исследования

По участку Жаркамыс Западный II геофизические исследования в ранее пробуренных поисковых и разведочных скважинах состояли из общих исследований по всему стволу, запись велась в аналоговом виде.

Проведен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: стандартный каротаж, микрозондирование, замер диаметра скважины, инклинометрия.

Выполненный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочной скважине включает в себя следующие методы: КВ, НГК, АКИО, БК/НС, инклинометрия, термометрия, АКЦ, АК, ГК, БК/ПС, ГГК-П, ИПК, ПС, ВСП.

Геохимические исследования

Потенциальными нефте - и газоматеринскими породами являются углистые пласты юры и подсолевые глубоководные морские отложения. Осадочные породы юры с максимальным содержанием ОВ 8 % блока Жаркамыс Западный являются незрелыми. Подсолевые нефтематеринские породы были вскрыты в 20-30 км восточнее блока на окраине бассейна. Однако, многочисленные выходы нефти на поверхность и нефтяные разливы на блоке Жаркамыс Западный подтверждают наличие нефтематеринских пород.

Потенциальными подсолевыми нефтематеринскими породами, предполагаются глины и сланцы девонского, каменноугольного и нижнепермского времени. Геохимические параметры нефтематеринских пород в основном указывают на нефтематеринские породы морского типа.

Основными региональными нефтематеринскими породами предполагаются отложения нижнекаменноугольного возраста, где относительно высокое содержание ОВ (до 14%) совпадает с большой мощностью отложений.

Статус зрелости нефтематеринских пород блока Жаркамыс Западный, демонстрирует отражательную способность витринита согласно данных, полученных при отборе проб в скважинах Узынтау 1 и Карасакалма 1. Очевидно, что потенциальные надсолевые нефтематеринские породы расположены намного выше нефтяного окна. Бактериальное разложение вблизи поверхности - обычное явление для Прикаспийской впадины, но оно ограничено самой верхней отметкой 700 м. Другими словами нефть является легкой плотности 26-36° АНИ.

Две стадии геохимических исследований проводились на контрактной

территории блока Жаркамыс Западный в 1998 и 1999 гг. Целью геохимических исследований является дополнение материалов геологоразведки результатами поверхностных геохимических исследований, полученных при адсорбции углеводородных газов, содержащихся в почве. Метод геохимического исследования был разработан компанией W.L. Gore and Associates INC. Применяемая технология основана на широко используемой концепции диффузии. Геохимическое моделирование должно было быть прокалибровано между уже известными залежами нефти (месторождение Каратюбе) и известными фоновыми площадями (площадь без признаков наличия структуры).

Первая стадия геохимических исследований (1998г.) охватила структуру Узынтау, западнее соляного купола Каскыртау. Несмотря на то, что результаты оказались неоднозначными, они указывали на положительную (т.е. нефтяную) аномалию вокруг скважины Узынтау 1, которая в последствии не была подтверждена результатами бурения.

Вторая стадия геохимических исследований (1999г.) охватила структуры Донгелексор, Кияктысай Северный и Кияктысай Западный. И вновь, результаты оказались неоднозначными и, следовательно, постановка поисковых скважин на данных структурах не могло быть достаточно обоснованной.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

На рассматриваемой площади в разрезе осадочной толщи скважинами в разных структурных условиях вскрыты отложения трех литолого-стратиграфических комплексов пород: подсолевой (карбон-докунгурская нижняя пермь), солевой (кунгурский ярус нижней перми) и надсолевой (верхняя пермь-мезозой+кайнозой).

Каменноугольная система – С

В общей стратиграфической последовательности, в пределах рассматриваемой территории, выделяются породы нижнего (в объеме визейского и серпуховского ярусов) и среднего (в объеме башкирского и московского ярусов) отделов карбона.

Нижний карбон - С₁

В объеме нижнего карбона выделяются визейский и серпуховский ярусы.

Визейский ярус - С_{1v}

Визейский ярус делится на 3 подъяруса: нижний, средний, верхний.

Нижне-средневизейские отложения в том или ином стратиграфическом объеме вскрыты всеми пробуренными скважинами и литологически представлены песчаниками, алевролитами, гравелитами, конгломератами и глинистыми породами.

Песчаники серые, зеленовато-серые, разномиктовые, полимиктовые, местами мезомиктовые, очень плотные, крепкие, массивные, местами глинистые, с включениями растительных остатков.

Алевролиты серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабopесчанистые, полимиктовые, со слабовыраженной слоистостью, обусловленной неравномерным распределением в породе крупных обугленных растительных остатков.

Гравелиты и конгломераты серые, песчанистые, неотсортированные, полимиктовые, однородно-массивные, плотные, крепкие. Они обычно образуют прослои в песчаниках.

Аргиллиты черные, темно-серые, плотные, слоистые, трещиноватые, с зеркалами скольжения, алевроитистые, по плоскостям напластования с отпечатками обуглившихся растительных остатков. Отмечаются подчиненные прослойки серых, слоистых, слабослюдистых плитчатых аргиллитов.

Аргиллиты частично раздроблены до щебня.

Вверх по разрезу отмечаются единичные прослои известняков. Известняки серые, обломочные, детритовые, массивные.

Продуктивную толщу КТ-II (карбонатную толщу 2) в восточной прибортовой зоне образуют отложения, начиная с верхневизейских до

московских включительно. Во внутренней части впадины (в районе работ) отложения представлены преимущественно терригенно-карбонатными глубоководными возрастными аналогами КТ-II, представляющими собой нефтематеринские породы. Ниже приводится литологическое описание отложений. К подошве толщи КТ-II приурочен отражающий горизонт Π_2^1 .

Верхневизейские отложения представлены *окским надгоризонтом* и рассматриваются в объеме *алексинско-веневского* горизонтов. Литологически эти отложения представлены преимущественно аргиллитами черными, алевроитистыми, плотными, с включениями обломочного доломита, с прослоями известняка серого, темно-серого, почти черного, пелитоморфно-органогенного, слабо доломитизированного, редко окремнелого, плотного, крепкого. Отмечаются редкие прослои серых, разномерных песчаников и известняковой брекчии.

Серпуховский ярус - C_{1s}

Литологически отложения серпуховского яруса представлены переслаивающимися известняками коричневато-серыми, темно-серыми, перекристаллизованными, с редкими доломитами серыми, темно-серыми, разномерными, редко окремнелыми, аргиллитами черными, плотными, окремнелыми, известковистыми.

Средний карбон - C_2

На рассматриваемой площади среднекаменноугольные отложения выделяются в объеме *башкирского и московского* ярусов. Кровле горизонта соответствует отражающий горизонт Π_2 .

Среднекаменноугольные отложения литологически представлены переслаиванием карбонатов и аргиллитов.

Карбонаты сложены известняками темно-серыми, коричневато-серыми, крепкими, плотными, неравномерно перекристаллизованными, слабо доломитизированными.

Аргиллиты темно-серые с зеленоватым оттенком, черные, слоистые, плотные, сильно известковистые, крепкие, с обугленными растительными остатками.

Пермская система – Р

Пермская система представлена нижним и верхним отделами.

Нижняя пермь – P_1

Среднекаменноугольные отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются породами нижней перми. Они присутствуют в объеме *ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского* ярусов.

Ассельский ярус - P_{1a}

Отложения ассельского яруса вскрыты всеми скважинами. Они характеризуются литологическим разнообразием. Основной литологический фон составляют две группы пород:

1) переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов, известняков, доломитов;

2) переслаивание глинисто-битуминозных пород.

В первой группе пород, в основном, представляющих верхнюю часть ассельского яруса, присутствуют аргиллиты серые, темно-серые, алевроитистые, известковистые. Песчаники и алевролиты серые, коричневатосерые, известковистые, слюдистые, полимиктовые, плотные, крепкие. Встречаются редкие прослои известняка коричневатосерого, пелитоморфного, участками глинистого.

Для второй группы пород, залегающих в нижней части разреза, характерна хаотично мусорная текстура, обусловленная отсутствием сортировки зерен по крупности и включениями самого разнообразного состава и размера - от мелкого до крупного - гравия кремнистых пород, известнякового щебня, угловатых обломков песчаников, туфоаргиллитов, туфоизвестняков с прослоями биоморфно-сгустковых известняков. Все эти обломки сцементированы глинисто-известковым материалом. В этой смешанной массе породы встречаются разновозрастные палеонтологические остатки: наряду с ассельскими формами были определены и каменноугольные.

Сакмарский ярус - P_1s

Отложения сакмарского яруса литологически представлены аргиллитами темно-серыми, алевроитистыми, слюдистыми, массивными, с включениями обугленных растительных остатков, с прослоями песчаника серого, разнотекстурного, полимиктового. Встречаются редкие прослои известняка темно-серого, единичные прослои грубообломочной породы, представленной грубослоистым конгломератом на глинистом цементе.

Артинский ярус - P_1ar

Литологически они представлены аргиллитами темно-серыми, черными, грубоплитчатыми, слоистыми, крепкими, плотными, алевроитистыми, с единичными прослойками серого алевропесчаника, алевролитами серыми, полимиктовыми, монолитными, очень крепкими, массивными, с единичными прослоями конгломерата серого. Кровле горизонта соответствует отражающий горизонт П1.

Кунгурский ярус - P_1k

Отложения кунгурского яруса вскрыты в объеме нижней сульфатно-терригенной толщи и средней галогенной толщи.

Сульфатно-терригенная толща сложена темно-серыми и черными известковистыми аргиллитами с прослоями темно-серых глинистых песчаников, алевролитов и ангидритов голубовато-серых, участками глинистых.

Галогенная толща сложена каменной солью кристаллической, с прослоями разной толщины сульфатно-терригенных пород.

На отложениях кунгура со стратиграфическим несогласием залегают породы надсолевого комплекса. Кровле горизонта соответствует отражающий горизонт VI.

Галогенная пачка пород представлена каменной солью, прозрачной, крупнокристаллической. В скв. Г-2 вскрытая её мощность составляет 833 м.

Сульфатно-терригенная пачка пород или «кепрок» сложена ангидритами голубовато-серыми, кристаллическими, крепкими, массивными, с прослоями аргиллитов черных, плитчатых, плотных.

Верхний отдел – P_2

Верхнепермские отложения встречены в скв. Г-2. С глубины 1323-1328 м поднят песчаник зеленовато-серый с сиреневым оттенком, мелко- и среднезернистый, слабосцементированный. С интервала 1387-1392 м поднят аргиллит темно-коричневый, плотный, слюдистый, с вкраплениями кристаллов гипса, с единичными прослоями песчаника зеленовато-серого, мелкозернистого, полимиктового. В скважине Карасакалмола 1 вскрыты подкарнизные отложения казанского и татарского ярусов. Казанские пласты представлены аргиллитами с прослоями плотных гипсов и алевролитов, с включениями бурого угля. Татарские отложения сложены карбонатными разностями.

Мезозойская группа – Mz

Отложения мезозоя известны в составе трех систем: триасовой, юрской, меловой.

Триасовая система – T

Отложения триасовой системы в исследуемом районе представлены только нижним отделом.

Нижний триас – T_1

Отложения нижнего триаса с эрозионным несогласием перекрывают отложения верхней перми, а на значительных участках – породы кунгурского яруса. Вскрытая толща представлена переслаиванием глин с песчаниками и алевролитами, реже гравелитами.

Глины светло- и темно-зеленые, кирпично-красные, аргиллитоподобные, песчанистые, с небольшими зернами скопления.

Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, разномелкозернистые, в основном мелко- и среднезернистые, полимиктовые, с редкими конкрециями пирита, слабосцементированные.

Более детальное расчленение нижнего триаса не представляется возможным, так как вскрытый скважинами разрез представлен маломощной толщей пестроцветных пород, откуда не имеется палеонтологических определений. По соседним площадям, при однотипной литологической характеристике разреза, имеются лишь единичные анализы микрофауны. Так, из образцов скв. Г-1 Чикембай Д.А. Кухтинов (АО КазНИГРИ)

определил фауну остракод, характерную для отложений ветлужской серии нижнего триаса.

В своде восточного крыла (скв. Г-4) отложения нижнего триаса полностью прорваны солью в скважинах Г-3, 5 и 8, вскрытая мощность этих отложений не превышает 30-40 м. На погружении, в скв. Г-2 мощность нижнего триаса достигает 437 м.

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены нижним и средним отделами.

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на нижнетриасовых и кунгурских породах.

В литологическом отношении они представлены лагунно-континентальными песчано-глинистыми осадками.

В верхней части глины серые, светло-серые, алевритистые, с включениями обуглившихся растительных остатков, плотные. В нижней части разреза преобладают песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, мелкогалечные конгломераты, сцементированные известковым материалом.

Размер зерен обломочного материала - 0,1-0,25 мм. Форма зерен преимущественно угловатая и угловато-окатанная. Представлен обломочный материал в основном кварцем, полевыми шпатами, реже обломками кремнистых пород, слюдами. Цемент кальцитовый, радиально-лучистого строения, участками наблюдаются рассеянные микрокристаллы сидерита. Аутигенный пирит развивается в виде отдельных кубических кристаллов или их гнездовидных скоплений. Конгломерат имеет окраску цемента буровато-серую. Галька хорошо окатана и состоит из кварцевых, кремнистых, реже известковых обломков. Размер галек составляет 10-25 мм. Пески и алевриты светло-серые, разномзернистые, слабослюдистые, рыхлые.

В своде восточного крыла нижнеюрские осадки полностью прорваны солью (скв. Г- 4), в присводовой части их мощность находится в пределах 50-84м, на западном крыле (скв. Г-3) составляет 70 м.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские лагунно-континентальные отложения с эрозионным несогласием залегают на породах нижней юры, а в сводовой части – на гидрохимических породах кунгурского яруса (скв. Г-4).

Отложения средней юры пройдены всеми глубокими скважинами и литологически представлены переслаиванием песчано-глинистых пород с редкими прослоями бурых углей, алевролитов и алевритов.

Глины серые, темно-серые, местами зеленовато-серые, алевритистые, плотные, с прослоями бурого угля и обильными включениями обуглившихся растительных остатков.

Алевролит светло-серый, разномзернистый, глинистый, слюдистый, с обуглившимися растительными остатками.

Пески серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, с включениями мелкого детрита.

Песчаник серый, мелкозернистый, полимиктовый, слюдистый, с обуглившимися растительными остатками. Порода равномернозернистая, с хорошо отсортированными зернами размером от 0,25 до 0,1 мм. Форма зерен угловатая и полуокатанная. Представлены они кварцем, полевыми шпатами, обломками кремнистых глинистых пород.

Цемент базального типа, по составу кальцитовый, реже сидеритовый.

Верхняя часть средней юры является по составу более песчанистой, к ней приурочен целый ряд проницаемых пластов, составляющих продуктивный горизонт Ю-II.

Средняя юра на площади Каскыртау имеет повышенную мощность в пределах 307-351 м, за исключением скв. Г-4, где значительная её часть размыта (прорвана солью), мощность составляет всего 222 м.

Меловая система – К

В составе меловой системы выделяются нижний и верхний отделы.

Нижний мел – К₁

В составе нижнего мела выделяются готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Готеривский ярус – К_{1h}

Отложения готерива трансгрессивно залегают на породах средней юры. В присводовых частях западного и восточного крыльев они выведены на дневную поверхность. Отложения готеривского яруса вскрыты всеми глубокими скважинами и литологически сложены, в основном, глинами с прослоями песков, песчаников и алевролитов.

Глины зеленовато-серые, алевритистые, плотные, с ходами илоедов, выполненных алевролитом и кристаллическим пиритом, с включениями раковин пелеципод.

Пески и алевролиты зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, залегают в виде небольших гнезд или тонких прослоев.

Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, мелко-, среднезернистые, полимиктовые, крепкие, известковистые.

Для верхней части отложений характерны большая песчанистость и бедная фауна. Нижняя часть разреза является более глинистой.

Мощность готеривских отложений на западном крыле (скв. Г-3) составляет 40 м, на южном блоке восточного крыла мощность находится в пределах 43-62 м.

Барремский ярус – K_1b

Отложения барремского яруса с эрозионным несогласием залегают на породах готерива и литологически представлены глинами с прослоями песков, алевролитов, песчаников и алевроитов.

Глины пестроцветные (зеленые, кирпично-красные, красновато-коричневые), аргиллитоподобные, прослоями песчанистые, алевроитистые, слюдистые, с включениями пирита, с зеркалами скольжения, плотные.

Пески и алевроиты зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, прослоями глинистые.

Песчаники и алевролиты светло-серые, зеленовато-серые, имеют алевропсаммитовую и псаммитовую мелкозернистую структуру.

В подошве яруса расположен горизонт песков мощностью 15-20 м. Выше наблюдается чередование глинистых и песчанистых пород. Кровля барремских отложений отбивается по смене пестроцветных глин черными глинами апта. Нижняя граница проводится по подошве песчаного горизонта.

Мощность барремских отложений сокращается от крыльев к своду. В приподнятых участках западного и восточного крыльев эти отложения полностью размыты. В скв. Г-3, пробуренной на некотором удалении от центрального грабена, мощность отложений составляет 92 м. На опущенном южном блоке восточного крыла в присводовых условиях мощность барремского яруса находится в пределах 64-84 м, а в скв. Г-2 достигает 147 м.

Аптский ярус – K_1a

Отложения аптского яруса трансгрессивно залегают на породах баррема. Литологически они представлены глинами с прослоями песков, алевроитов, песчаников и алевролитов.

Глины темно-серые, черные, алевроитистые, прослоями песчанистые, слюдистые, с конкрециями сидерита и пирита, с присыпками глауконитового песка, с обуглившимися растительными остатками и фауной.

Пески и алевроиты зеленовато-серые, серые, кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые, прослоями глинистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, слюдистые, с включением обуглившихся растительных остатков, на известковистом цементе.

В нижней части отложений выделяется песчаная пачка небольшой мощности (до 10 м), к которой на куполах Акжар, Каратюбе, Копя приурочен нефтяной горизонт.

В приподнятых участках западного и восточного крыльев породы апта выведены на дневную поверхность.

На западном крыле (скв. Г-3) мощность апта составляет 52 м. На восточном крыле мощность аптских отложений варьирует в пределах 45-64 м.

Альбский ярус – K_{1al}

Отложения аптского яруса без видимого несогласия постепенно переходят в песчано-глинистые породы альба.

Отложения альба имеют широкое поверхностное распространение и встречены всеми скважинами. Литологически они представлены чередованием песчано-глинистых пород.

Нижняя часть разреза по составу более глинистая, с подчиненными прослоями песков, песчаников и алевролитов. Выделяется она под названием нижнего альба.

Глины темно-серые, серые, алевроитистые, слюдистые, с растительным детритом, с конкрециями пирита, плотные.

Пески серые, разномзернистые, кварцево-полевошпатовые, прослоями глинистые.

Песчаники серые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, известковистые.

Алевролиты серые, мелкозернистые, плотные, крепкие.

Обломочный материал угловатый, остроугольный. Преобладающие размеры зерен - 0,016-0,05 мм. Представлен обломочный материал, в основном, кварцем и полевыми шпатами, реже слюдами. Цемент породы базально-порового типа, кальцитового состава.

Средняя и верхняя части разреза сложены преимущественно толщей песков с прослойками глин, песчаников и алевролитов. Это нерасчлененная толща пород среднего + верхнего альба.

Пески серые, светло-серые, желтовато-серые, бурые, мелко- и среднезернистые, кварцево-полевошпатовые, прослоями глинистые.

Глины серые, светло-серые, пепельно-серые, алевроитистые, песчанистые, слюдистые, прослоями слоистые.

Песчаники светло-серые, прослоями серые, мелко-среднезернистые, кварцево-полевошпатовые, реже слюдистые. Состоят они из обломков кварца (15-30%), кремнистых и эффузивных пород (19-24%), полевых шпатов (8-13%), глауконита (2-5%). Цемент кальцитовый, базального типа.

Возраст альбских отложений подтверждается многочисленными палинологическими определениями из структурных скважин.

На западном крыле мощность альба составляет 103 м (скв. Г-3).

На восточном крыле в присводовой части мощность отложений находится в пределах 106-152 м (скв. Г-1 и 8), на погружении она увеличивается до 183-201 м (скв. Г-6 и 2). В сводовой части вследствие размыва мощность альбских отложений сокращена до 58-61 м (скв. Г-4 и 5).

Верхний мел – K₂

Верхнемеловые отложения слагают центральный грабен и крыльевые части купола. Практически они вскрыты одной скважиной Г-2 в составе сеноманского и сантонского ярусов.

Сеноманский ярус – K_{2c}

Отложения сеноманского яруса выделены по сопоставлению со скважиной К-4.

Разрез сеноманских отложений представлен песками и алевроитами серыми, желтовато-серыми, среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, в верхней части ожелезненными, с прослоями глин желтовато-серых, серых, темно-серых, песчаных, реже песчаников желтовато-серых, мелкозернистых, с многочисленной фауной.

Мощность сеномана в скв. Г-2 составляет 37 м.

Сантонский ярус – K_{2s}

Породы сантонского яруса представлены мергелями голубовато-серыми, песчаными, с ходами илоедов, с включениями пирита, с фосфоритовой галькой в основании, с фауной. Мощность отложений составляет 15 м.

Кайнозойская группа – Kz Четвертичные отложения – Q

Современные осадки на исследуемой территории пользуются широким распространением. Это супеси, суглинки, пески с включениями обломков коренных пород. Мощность их составляет 2-5 м.

4.2. Тектоника

В разрезе Прикаспийской впадины выделяют дислоцированный фундамент и осадочный чехол. Наиболее глубокой регионально прослеживаемой по данным сейсморазведки поверхностью является фундамент, возраст которого предположительно датируется поздним протерозоем-рифеем. Морфологически поверхность фундамента весьма сложна.

Основным структурным элементом впадины на площади работ является Актюбинско-Астраханская зона поднятий фундамента, ограниченная с юго-востока и востока Тугаракчанским и Примугоджарским прогибами, а с северо-запада – Доссорским прогибом, Уильской ступенью и Новоалексеевским грабеном. Площадь исследований расположена в зоне сочленения Жаркамышского подсолевого поднятия и Акшункольского прогиба. Глубина залегания фундамента в этом районе может колебаться от 7 до 10 км.

Наиболее полно изучен геолого-геофизическими методами осадочный чехол, в котором выделяются три структурных этажа, различающиеся значениями пластовых скоростей, количеством пластов, соотношением скорости и плотности, составом и степенью дислоцированности. В геологическом разрезе выделяются три структурных этажа соответствующие различным тектоническим циклам развития региона:

- Нижний – докунгурский (подсолевой), сложенный породами палеозойского возраста (от артинского и древнее). По данным бурения подсолевой комплекс сложен породами девона, карбона и нижней перми.
- Средний – сложенный гидрохимическими осадками кунгура и пестроцветными терригенными образованиями верхней перми.
- Верхний – мезозойский - триас, юра, мел, палеоген, неоген и четвертичные.

В разрезе нижнего структурного этажа (подсолевой) выделяют пять литолого-стратиграфических комплексов осадочных пород:

1. Нижний – представлен терригенными породами нижнего карбона.
2. Карбонатный комплекс, сложенный мелководными известняками верхов нижнего и среднего карбона, мощность которого составляет от несколько метров в погруженных частях бассейна и до 800 м и более в бортовой и прибортовой зонах.
3. Терригенная толща подольского горизонта московского яруса, мощностью до 600 м.
4. Карбонатный комплекс средне-верхнекаменноугольного возраста мощностью порядка 500 м в бортовой зоне и до 200 м в погруженных частях бассейна.
5. Верхний подсолевой комплекс слагают терригенные породы нижней перми и местами верхнего карбона, мощность которых достигает несколько сотен метров и также утоняется в направлении на запад в погруженной части бассейна.

Следует отметить, что по данным бурения скважины Г-5 Восточный Акжар в интервале глубин 5675-5820 вскрыт комплекс карбонатных отложений с терригенными пропластками общей мощностью 145 м, предположительно ниже-среднекаменноугольного возраста. Эти породы являются нефтеносными в ряде скважин месторождения Акжар Восточный.

На тектонической схеме подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины исследуемая площадь расположена в зоне сочленения Шубаркудукской, Коздысайской и Кенкиякской ступеней, где расположены подсолевые структуры Тобелес, Беттау, Мизгиртау, Мизгиртау Северный, Каражар Северный, Каратюбе, Северный Киндысай.

Для всей восточной и юго-восточной части Прикаспийской впадины по отражающему горизонту П₁, соответствующему кровле верхнего подсолевого комплекса, характерно моноклиальное погружение с востока на запад. Горизонт здесь залегает на глубинах от 4,3 км на востоке до 5,8 км на западе. Мощность пород между горизонтами П₁ и П₃ регионально возрастает с запада на восток.

На размытой поверхности подсолевых отложений с резким угловым стратиграфическим несогласием залегает кунгурско-верхнепермский

комплекс осадков (ОГ VI). Отложения кунгурского яруса представлены мощной (до 4000 м и более) галогенной толщей с небольшими прослойками сульфатно-терригенных отложений и слагает соляные купола. В межкупольных зонах соленосные отложения имеют малую мощность, либо вообще отсутствуют. Строение верхнепермской толщи обусловлено проявлением соляного тектоногенеза, что в первую очередь, отражается на распределении мощностей: в сводах соляных куполов отложения верхней перми чаще всего небольшой мощности до 150-200м, либо вообще отсутствуют, в межкупольных зонах мощности их достигают 2500 м и более.

На отложениях верхней перми со стратиграфическим и угловым несогласием залегают комплексы мезозойских и кайнозойских пород, имеющие небольшие углы наклона, и в общих чертах повторяют план нижележащих отложений.

Восточнее от купола Мизгиртау протягивается гряда с севера на юг, куда входят соляные купола Киндысай, Северный Киндысай, Каратюбе, Курсай. Купол Киндысай представляет собой вытянутую форму северо-западного простирания. Минимальная отметка до кровли соли - 300 м. Предполагаемые размеры куполов в пределах крутых склонов соли составляют 10*8 км.

Купол Мизгиртау оконтуривается полузамкнутой изогипсой -500 м. Далее от него в северо-западном направлении простирается соляной купол Тобелес, имеющий вытянутую форму северо-западного простирания. Минимальная отметка до кровли соли – 200 м. Северо-восточнее от купола Тобелес наблюдается соляной купол изометричной формы – Беттау.

Соляные купола Мизгиртау, Беттау и Тобелес представляют собой единый соляной массив, имеющий форму полукольца. Общее строение и местоположение соляных куполов на участке работ приведено на рисунке 1.1. На рисунке можно заметить более детальное строение куполов, по данным компании Пройсаг (5), чем на карте, построенной по редкой сети сейсмопрофилей по данным КДО.

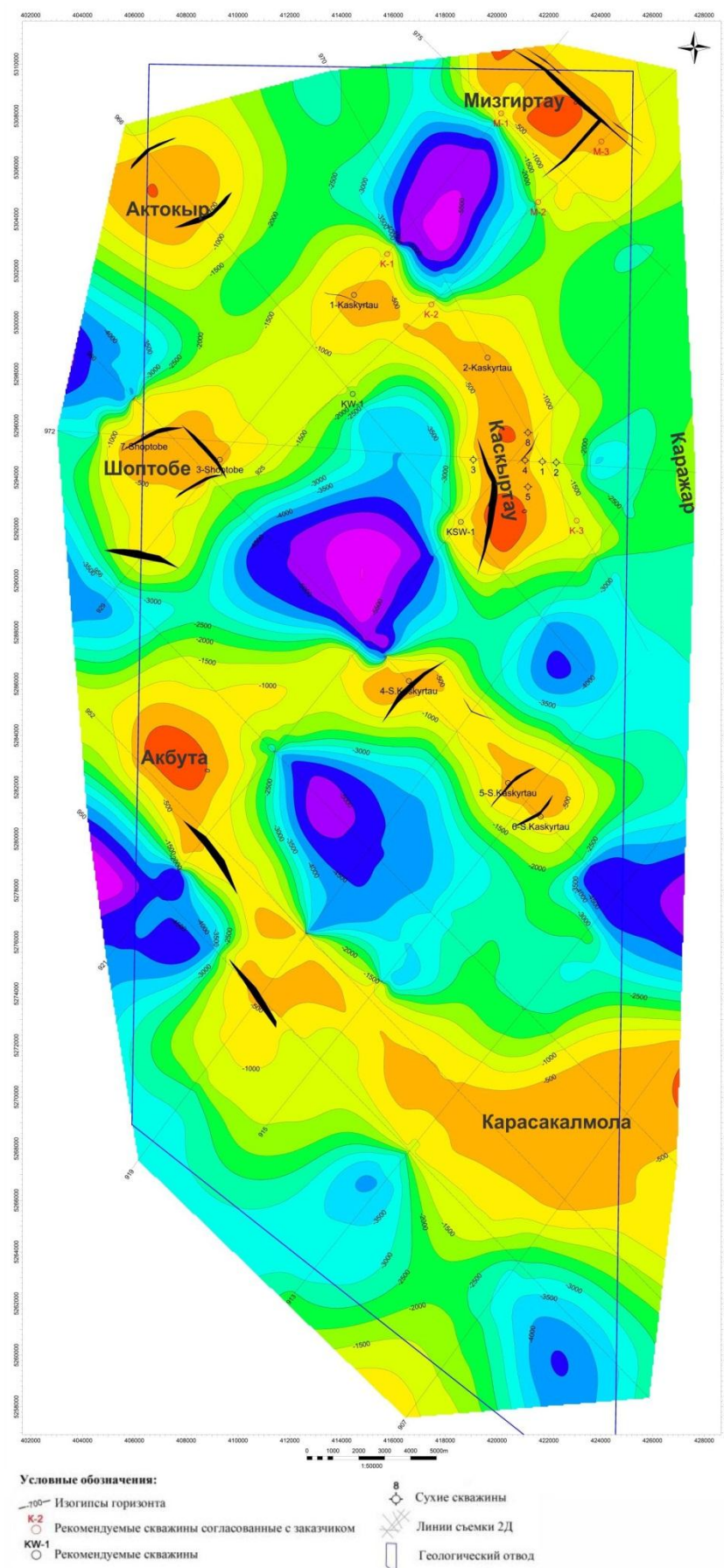


Рис. 4.2.1. Суперпозиция тектонических нарушений надсолевых отложений с кровлей кунгурских солей

4.3. Нефтегазоносность

Долгие годы основные перспективы нефтегазоносности связывались с надсолевым комплексом отложений (верхняя пермь, мезозой), перспективы же подсолевых отложений доказывались на основании незначительных нефтепроявлений в разрезах в то время глубоких скважин. В надсолевых отложениях были открыты месторождения Жаксымай, Кенкияк, Акжар, Каратюбе, Шубаркудук и другие. Продуктивные горизонты вскрыты в разрезах терригенных пород верхней перми, нижнего триаса, нижней, средней и верхней юры и нижнего мела. В надсолевом комплексе коллекторами служат, в основном, песчаники, пески, реже гравелиты, глинистые пески.

В подсолевом комплексе выявлены нефтяные, нефтегазоконденсатные месторождения Жанажол, Кенкияк, Бозоба, Урихтау, Кожасай, Алибекмола, Акжар Восточный, Жанатан и другие. Залежи углеводородов вскрыты в терригенных и карбонатных разрезах. Вмещающими углеводороды породами в терригенном разрезе служат песчаники, алевролиты, трещиноватые аргиллиты нижнего карбона и нижней перми, а в карбонатном разрезе таковыми являются разновидности известняков и доломиты каменноугольного возраста. Углеводородные залежи содержатся в карбонатных породах гжелского и касимовского ярусов верхнего карбона, мячковского, подольского, каширского и верейского ярусов среднего карбона, серпуховского яруса и верхневизейского подъяруса нижнего карбона.

Первые признаки нефти на месторождении Жаксымай были получены при опробовании скважины №5 в 1933г. из отложений пермотриаса западного крыла. В 1949г. получили притоки нефти из юрского горизонта этого же крыла. На юго-западном и восточном крыльях притоки нефти из пробуренных скважин не получены.

Нефтеносность пермотриасовой залежи установлена скважиной 5, давшей при опробовании 0,6 т безводной нефти. Всего по электрокаротажу и опробованию нефтеносность залежи прослеживается в 58 скважинах. Нефтеносность юрского горизонта установлена скважиной 38, давшей при опробовании 3 т безводной нефти.

Южнее исследуемой территории расположено крупное нефтегазовое месторождение Кенкияк и нефтяное месторождение Бозоба. Признаки нефти и газа установлены в разведочных скважинах Бактыгарын, Аккудук, Северный Остансук. Залежи нефти подсолевых отложений на месторождении Кенкияк связаны с двумя литологическими комплексами: нижний карбонатный серпуховско-нижнебашкирского возраста и верхний терригенный нижнепермского возраста.

В карбонатном установлена массивная залежь, а в терригенных отложениях выявлены пластовые залежи.

Породами-коллекторами в основном являются биоморфные известняки с каркасообразующими водорослями и комковатые известняки. Коллекторы имеют сложный характер порового пространства, включающего как первично-седиментационные межформенные и межзерновые поры, так и постседиментационные внутриформенные и межформенные поры и каверны выщелачивания.

Наилучшими фильтрационно – емкостными свойствами в этих комплексах отложений обладают органогенно-водорослевые и окатанно-зернистые известняки, обладающие идентичными структурно-морфологическими и генетическими признаками с продуктивными известняками месторождений Жанажол и Кожасай.

Породами-коллекторами в серпуховских отложениях являются биоморфные известняки с каркасообразующими водорослями, а в башкирских – желвачковые, оолитовые, биоморфные известняки и метасоматические доломиты. Открытая пористость их колеблется от 12,6% до 16,6%, при среднем значении - 14,4%, проницаемость - от 0,5 до $5,29 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Судя по данным ГИС, как в нижнебашкирских, так и в серпуховских присутствуют довольно мощные пласты пород-коллекторов с пористостью, достигающей 17%.

Терригенный комплекс нижнепермского возраста представлен мощной толщей преимущественно песчано-глинистых пород. В целом, преобладающую часть разреза формируют породы глинистого состава, обломочные, преимущественно алевро-песчаные разности играют подчиненную роль. Доля грубообломочных пород – гравелитов и конгломератов – небольшая.

В нижнепермских отложениях выделяются шесть продуктивных горизонтов, по два горизонта в ассельском, сакмарском и артинском ярусах.

Ассельские горизонты представлены преимущественно песчаниками и туфопесчаниками с редкими прослоями алевролитов и гравелитов. Аргиллиты и доломиты играют подчиненную роль. Открытая пористость коллекторов колеблется от 2,91 до 13,75%.

Сакмарские горизонты слагается, в основном, песчаниками, алевролитами и гравелитами, наблюдаются также аргиллиты и тонкое переслаивание песчаников и аргиллитов. Дебиты скважин изменяется от $4,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $109,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ (4мм штуцер) и газа 9,6 тыс. $\text{м}^3/\text{с}$. Эффективная мощность продуктивных горизонтов изменяется от 4,2 до 26,6м.

Артинские горизонты представлены песчаниками и алевролитами, мощность слоев которых достигает 7,25м, при среднем значении 1,16м. Доля участия в строении горизонта обломочных пород – 63%, глинистых – 32% и гравелитов, конгломератов – 5%. Открытая пористость продуктивных горизонтов меняется от 11,6 до 18,3%, газопроницаемость от 1,16 до

$802,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Нефти продуктивных горизонтов нижней перми преимущественно малосернистые (менее 0,5%), слабopарафинистые (менее 2%), легкие. Плотность изменяется от $0,79 \text{ г/см}^3$ до $0,8769 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость нефтей Кенкияка изменяется от 5,04 сст до 38,81 сст (при 20°C).

Промышленная продуктивность V горизонта установлена на свode Бозобы в скважинах 1 и 3, где получены безводные притоки нефти дебитами 20 и $36 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Промышленная нефтеносность каменноугольных отложений установлена при испытании скважин Г-106 (фонтанный приток дебитом $126,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 10мм штуцере). Эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 85 м (скв. Г-106, интервал 4313-4398м).

На площади Северный Бактыгарын в процессе бурения скважины Г-4 в керновом материале отмечены признаки нефтегазоносности в интервалах 4752-4760м, 4806-4810м, 4868-4873м, 4873-4880м и 5034-5040м в виде выходов нефти по микротрещинам и микрокавернам, запаха бензина и сероводорода.

По заключению оперативной интерпретации данных ГИС к испытанию рекомендованы пласты-коллекторы в следующих интервалах: 1) 4992-4974м 2) 4968-4987м 3) 4932-4888м 4) 4878-4864м 5) 4861-4847м 6) 4844-4835м 7) 4812-4799м 8) 4796-4766м 9) 4760-4753м 10) 4752-4710м.

В результате испытания скважины в колонне из IV-объекта, интервал 4765-4771м, сложенный известняками органогенными, обломочными, аэризацией до глубины 1752м получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом $2,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, с удельным весом $1,09 \text{ г/см}^3$; из V-объекта, интервал 4760-4752м аэризацией до глубины 587м получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом $2,05 \text{ м}^3/\text{сут}$, с удельным весом $1,068 \text{ г/см}^3$, $R_{пл}-89,73 \text{ МПа}$.

На площади Аккум в скважине №1 в карбонатных нижнекаменноугольных отложениях по результатам интерпретации материалов ГИС были рекомендованы и испытаны 6-объектов в интервалах: 5170-5180м, 4897-4921м, 4961-4835м, 4765-4771м, 4760-4752м, 4693-4711м. В результате испытания V объекта в интервале 4760-4752м получен приток пластовой воды дебитом $5,011 \text{ м}^3/\text{сут}$, плотностью- $1,062 \text{ г/см}^3$.

На площади Аккудук в скважине №1 в интервале 4834-4942м, по данным ГИС выделено несколько пластов коллекторов с пористостью от 7,8 до 16%. В интервалах 4926-4936 и 4953-4962м по керну отмечались сильный запах и точечные выпоты нефти. При испытании интервала 4894-4941м из второй карбонатной толщи получен приток пластовой воды с нефтью. Дебиты воды $104 \text{ м}^3/\text{сут}$, нефти $0,4 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В скважине №7 в карбонатных нижнекаменноугольных и в

терригенных нижнепермских отложениях испытаны 5-объектов в интервалах: 5105-5090м, 5060-5044м, 4971-4940м, 4925-4905м, 4897-4870м. Первые четыре объекта притока не дали, в последнем при прослеживании уровня жидкости получен незначительный приток нефти (столб нефти составил 13м.)

На площади Аккудук Северный по проведенной интерпретации ГИС в скважине №9 разрез представлен чередованием песчаников и аргиллитов водонасыщенная часть - в интервале 4821-5045м; нефтенасыщенная часть - в интервале 5018-5026м.

В тектоническом и седиментологическом отношении, описываемая территория блока Западный Жаркамыс расположена в переходной зоне (переход от прибортовой части к центру Прикаспийского бассейна). Ввиду этого, предполагается, что промышленные запасы углеводородов сосредоточены, преимущественно, в надсолевом комплексе. Большинство скважин вскрыт только надсолевой и частично кунгурский соленосный комплекс.

На площади работ и сопредельных участках наиболее продуктивным является нижнепермский комплекс, где в артинских отложениях выделяются три нефтеносных горизонта. Первый горизонт на площади Каратюбе литологически замещается глинистыми отложениями. Коллекторами являются песчаники и алевролиты. В сакмарских отложениях на Каратюбе установлены четыре продуктивных горизонта. В ассельских отложениях здесь установлены 2 продуктивных горизонта.

На структурах Уйтас, Каскыртау в процессе бурения отмечены признаки нефти в нижнемеловых, юрских и триасовых (Каскыртау) отложениях.

На площади Каскыртау в скважине №1 на глубине 1110 м при испытании 2-го объекта в нижнем триасе получен приток нефти дебитом 1,042 м³/сут, плотностью 0,969 г/см³, при испытании 4-го объекта в нижнем триасе получен приток нефти дебитом 2,461 м³/сут, плотностью 0,907 г/см³. В скважине №4 на глубине 850м при испытании среднеюрского горизонта получен приток нефти дебитом 0,37 м³/сут. плотностью 0,940 г/см³. В скважине №5 на глубине 905м при испытании среднеюрского горизонта получена пластовая вода.

В процессе бурения картировочных скважин на структуре Донгелексор отмечены признаки нефти в песчаниках верхнего и нижнего мела. На площади Донгелексор в скважине №10 на глубине 874м при испытании барремского горизонта получена пластовая вода с пленкой нефти. В скважине №14 при испытании барремского горизонта получен небольшой приток нефти.

На отдельных участках структур Акшоки, Донгелексор и Терсаккан

отмечены выходы битуминизированных пород на дневную поверхность, в основном, в виде пропитанных нефтью песчаников.

На сопредельной с контрактной территорией расположены нефтяные месторождения: Копа, Таган Южный и Орысказган.

На площади Копа в скважине Г-1 на глубине 902м при испытании 3-х объектов в нижнеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 33,4 при 7 мм штуцере, при испытании 4-х объектов в среднеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 5 м³/сут. В скважине Г-2 на глубине 1002м получена пластовая вода со столбом нефти из юрских отложений. В скважине Г-8 на глубине 782м при испытании 1-го объекта в нижнеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 1,2 м³/сут., при испытании 4-х объектов в среднеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 24,3 м³/сут при 10 мм штуцере. В скважине Г-13 на глубине 750м при испытании 1-го объекта в нижнеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 2,4 м³/сут., при испытании 1 -го объекта в среднеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 0,3 м³/сут., при испытании барремского горизонта получен приток нефти дебитом 13,6 м³/сут. В скважине Г-14 на глубине 750м при испытании 4-х объектов в среднеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 2,18 м³/сут. В скважине Г-15 на глубине 871м при испытании 4-х объектов в среднеюрских отложениях получен приток нефти дебитом 2,8 м³/сут при 3 мм штуцере, при испытании барремского горизонта получен приток нефти дебитом 3,8 м³/сут.

На площади Орысказган в скважине Г-19 на глубине 1550м при испытании 3-го триасового горизонта получен приток нефти дебитом 8-23 м³/сут. и газа 1,46-2,8 тыс. м³/сут., при испытании 4-го триасового горизонта получен приток нефти дебитом 4-13 м³/сут. и газа 4,15 тыс. м³/сут. В скважине Г-23 на глубине 1005м при испытании 6-го триасового горизонта получен приток нефти дебитом 20,6 м³/сут. и газа 5,56 тыс. м³/сут., при испытании 7-го триасового горизонта получен приток нефти дебитом 10 м³/сут и газа 19 тыс. м³/сут.

Нефтегазоносность на этих структурах связана с породами-коллекторами юры, триаса и мела.

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Контрактная территория Жаркамыс Западный II расположен в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна. В нем, с учетом гидродинамических особенностей пластовой водонапорной системы, выделяются два гидрогеологических этажа: нижний, приуроченный к докунгурскому (подсолевому), и верхний – к послекунгурскому (надсолевому) комплексам. Разделяют их регионально развитая водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

Отличительными чертами гидрогеологических условий рассматриваемого района являются: его многоярусность и выдержанность водоносных горизонтов и комплексов по простиранию, наличие сложной солянокупольной тектоники, преобладание в разрезе глинистых и мергелистых слабопроницаемых пород, наличие штоков каменной соли, сравнительно близко подходящих к дневной поверхности.

Областями питания надсолевого гидрогеологического этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугалжары, где отложения пермотриаса и мезозоя выходят на поверхность (абсолютные отметки 200-350м). Напорные уровни, созданные в областях питания, определяют юго-западное и западное направления движения подземных вод в сторону северо-восточной части акватории Каспийского моря.

По мере продвижения от северных и восточных областей питания, подземные воды мезозоя вступают в область развития солянокупольной тектоники. Здесь поток встречает на своем пути многочисленные препятствия в виде соляных куполов и связанных с ними сбросов и грабенов. В результате по всей площади распространения подземного потока водовмещающие отложения прорываются многочисленными водоупорными островами различного размера, иногда соединяющиеся друг с другом соляными перешейками.

Эти факторы, наряду с засушливым климатом, слабой естественной дренированностью и отсутствием постоянно действующих водотоков обусловили преимущественное формирование высокоминерализованных подземных вод.

По условиям формирования и залегания подземные воды рассматриваемой территории делятся на две гидродинамические зоны. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных грунтовых вод со свободной поверхностью или слабо напорных подземных вод. К ним относятся водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к четвертичным отложениям.

Нижняя зона распространения напорных вод всюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водонепроницаемой толщей турон – нижнемиоценовых отложений. К этой зоне приурочены водоносные комплексы и горизонты альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских, триасовых и более древних отложений.

Ниже приводится характеристика водоносных комплексов по региону.

Пермотриасовый водоносный комплекс. Воды комплекса обладают значительным напором: статические уровни устанавливаются на глубине 25-125 м от устья скважин. Пластовая температура воды +33-44°C. По химическому составу воды относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа, обогащенным йодом, бромом, аммонием. Минерализация вод колеблется от 170 до 240 г/л. Воды имеют низкую метаморфизацию. Сульфатность вод выше 1. Величина бромного показателя

колеблется в пределах 5,6-9,9, что указывает на слабую закрытость водоносного комплекса.

Нижнеюрский водоносный комплекс. Толщина горизонта 70-117 м. Воды высоконапорные, статический уровень устанавливается на глубине 13-40 м от устья скважин. Пластовое давление 86атм, температура +34°C. Величина притоков 16,08 м³/сут при динамическом уровне -13м. Минерализация вод 220,9-223,4г/л. Тип вод повсеместно хлоркальциевый. Коэффициент метаморфизации 0,96, показатель сульфатности 0,5-1,09, бромного показателя 4,6-7,1.

Среднеюрский водоносный горизонт. Воды горизонта обладают значительным напором, уровень их устанавливается на глубине 11-56 м от поверхности земли. Пластовое давление изменяется от 31 до 82атм, пластовое температура +22-39°C. Воды горизонта повсеместно хлоркальциевые с минерализацией от 134,7 до 217г/л, слабометаморфизованные 0,97, величина бромного показателя 6,2, сульфатности 0,69. Для горизонта характерна низкая метаморфизация, повышенная сульфатность и низкая закрытость, обусловленная отсутствием хорошо выдержанного мощного водоупора.

Верхнеюрский водоносный комплекс. Статический уровень от земли 12м, пластовое давление на глубине 435м составляет 49,3атм, температура +28°C. Воды горизонта хлоркальциевые, минерализация 117,1г/л, степень метаморфизации 0,94.

Барремский водоносный комплекс. Пластовое давление на глубине 289м 30,86 атм., температура +23°C. По химическому составу воды горизонта хлоркальциевые с минерализацией 108,4г/л.

Аптский водоносный комплекс. Глубина залегания воды 210-211м, статический уровень 4-26м от поверхности земли. По химическому составу воды хлоркальциевого типа с минерализацией 69,8-91,8г/л, слабосульфатные.

Меловой водоносный комплекс. Представлен водоносными горизонтами кампанского яруса, турон-сантонских, альб-сеноманских и неокомских отложений. Мощности водоносных горизонтов изменяются в широких пределах в зависимости от возраста и глубины залегания пород (от 1-2 м до 100 м). В гидрогеологическом отношении горизонты неокомских отложений слабо изучены и в народном хозяйстве подземные воды от этих отложений практически не используются.

Четвертичный водоносный комплекс. Этот горизонт приурочен к аллювиальным отложениям пойм имеющих рек. Мощность водоносных песков здесь составляет 5-10 мм, глубина залегания 1,5-5,0 м. Основными источниками водоносного горизонта являются атмосферные осадки, снеготалые и паводковые воды.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1 Цели и задачи поисковых работ

Целью разведочных работ на участке Жаркамыс Западный II являются изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа в подсолевых отложениях.

Основанием для составления «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской Республики Казахстан» являются:

- результаты ранее проведенных сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ;
- открытия на сопредельной территории в подсолевом комплексе выявлены нефтяные, нефтегазоконденсатные месторождения Жанажол, Кенкияк, Бозоба, Урихтау, Кожасай, Алибекмола. Залежи углеводородов вскрыты в терригенных и карбонатных разрезах. Вмещающими углеводороды породами в терригенном разрезе служат песчаники, алевролиты, трещиноватые аргиллиты нижнего карбона и нижней перми, а в карбонатном разрезе таковыми являются разновидности известняков и доломиты каменноугольного возраста.

- геологическое задание, выданное ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd» на основании Контракта на разведку и добычу углеводородного сырья.

Основными задачами разведочных работ являются поиски залежей нефти и газа в ассельско-артинских, нижнекаменноугольных и девонских отложениях с оценкой их запасов, определение целесообразности постановки дальнейших работ.

Для решения поставленных задач на контрактной территории предусматривается:

- проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2D в объеме 500 полнократных пог.км;
- бурение 2-х независимых и 2-х зависимых поисковых скважин проектными глубинами по 7000 м: независимые скважины - ЖЗ-1, ЖЗ-2, зависимые скважины ЖЗ-101, ЖЗ-201.

Местоположение проектных зависимых скважин ЖЗ-101, ЖЗ-201 будет уточнено по данным сейсморазведочных работ 2Д МОГТ.

При бурении проектных скважин должно быть обеспечено решение следующих задач:

- вскрытие проектных перспективных на нефть и газ комплексов в пределах прогнозируемых контуров залежей нефти и газа;
- 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 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.

5.2 Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований

Из всех геофизических методов, применяемых для изучения строения осадочной толщи Прикаспийской впадины и поисков ловушек углеводородов, наиболее эффективным является сейсморазведка.

В 1995-2002 годы СП «Актобе ПроЙссаг Мунай Лтд» на блоке Жаркамыс Западный с целью уточнения геологического строения солянокупольных структур Каскыртау, Шольтобе, Карасакалмола, Узынтау проведены сейсморазведочные исследования МОГТ. В результате этих работ уточнено геологическое строение надсолевых структур Карасакалмола и Узынтау, выявлен соляной карниз на куполе Карасакалмола.

В 2009-2010 годы ТОО «KDO Production» на участке Жаркамыс Западный II провела полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 324,84 полнократных погонных км. Степень геолого-геофизической изученности исследуемой территории ограничивается редкой сетью профилей МОГТ 2Д прошлых лет, выполненные в разные годы различными сейсморазведочными организациями.

Настоящим проектом на участке Жаркамыс Западный II с целью уточнения геологического строения предусматривается проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д в объеме 500 полнократ.пог.км, 25 сейсмических профилей 2Д (рис.5.2.1). В таблице приведены ориентировочные **Параметры системы наблюдений** сейсморазведочных работ МОГТ-2Д.

Таблица 5.2.1

№ п/п	Наименование параметров	Значения
1	Полная кратность	140
2	Шаг ОГТ, м.	12,5
3	Количество активных каналов	560
4	Шаг пунктов приема (ПП) м.	25
5	Тип системы наблюдений	Центральная-симметричная
6	Распределение каналов	1-180-0-181-560
7	Распределение удалений, м.	6987,5 – 12,5 – 0 – 12,5 - 6987,5
8	Минимальное удаление "взрыв-прием", м.	12,5
9	Максимальное удаление "взрыв-прием"	7 000
10	Шаг пунктов возбуждения (ПВ), м.	50
11	Количество профилей	25

Таблица 5.2.2.

Сейсмические профили 2D

№ профиля	Кол-во		Длина, пог.км		Полнократная длина, пог.км
	ПП	ПВ	ПП	ПВ	
1	2400	1200	59,975	59,95	52,95
2	2400	1200	59,975	59,95	52,95
3	2400	1200	59,975	59,95	52,95
4	2312	1156	57,775	57,75	50,75
5	2312	1156	57,775	57,75	50,75
6	730	365	18,225	18,20	11,20
7	730	365	18,225	18,20	11,20
8	730	365	18,225	18,20	11,20
9	730	365	18,225	18,20	11,20
10	730	365	18,225	18,20	11,20
11	686	343	17,125	17,10	10,10
12	686	343	17,125	17,10	10,10
13	686	343	17,125	17,10	10,10
14	780	390	19,475	19,45	12,45
15	852	426	21,275	21,25	14,25
16	852	426	21,275	21,25	14,25
17	788	394	19,675	19,65	12,65
18	788	394	19,675	19,65	12,65
19	788	394	19,675	19,65	12,65
20	788	394	19,675	19,65	12,65
21	788	394	19,675	19,65	12,65
22	788	394	19,675	19,65	12,65
23	788	394	19,675	19,65	12,65
24	788	394	19,675	19,65	12,65
25	730	365	18,225	18,20	11,20
ВСЕГО	27050	13525	675,625	675,00	500,00

Более детальная методика будет рассмотрена в рамках технического проекта на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

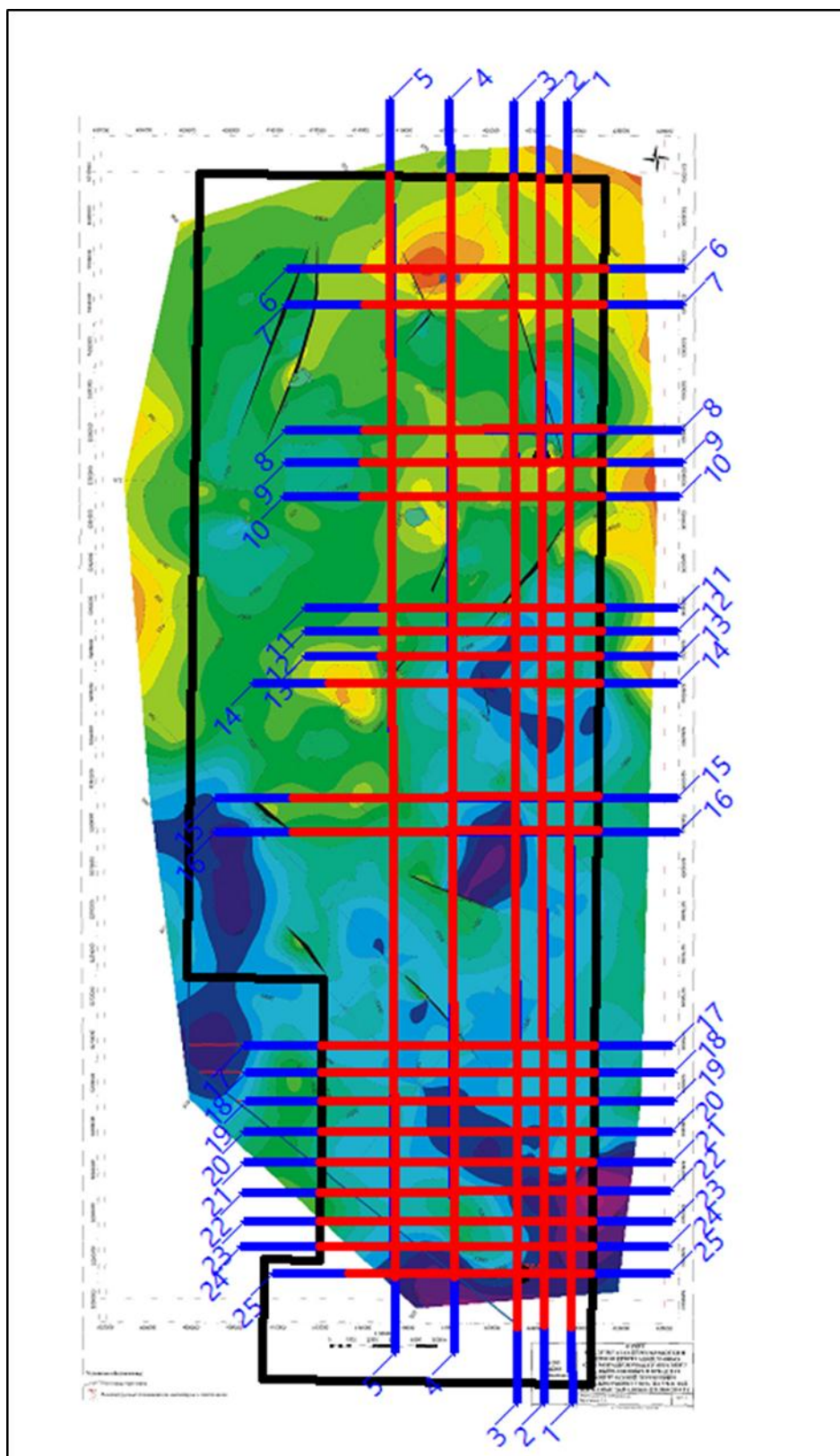


Рис. 5.2.1. Расположение профилей сейморазведочных работ 2Д
(красным цветом линии-полнократная часть, синим цветом – набор кратности)

5.3. Система размещения поисковых скважин

Решение поисковых задач на контрактной территории Жаркамыс Западный II достигается бурением 2-х независимых и 2-х зависимых поисковых скважин проектными глубинами по 7000 м: независимые скважины - ЖЗ-1, ЖЗ-2, зависимые скважины ЖЗ-101, ЖЗ-201, местоположение которых будет уточнено по новым данным сейсморазведки МОГТ 2Д.

Скважина ЖЗ-1 – поисковая, независимая проектируется с проектной глубиной 7000 м (рис.5.3.1), проектный горизонт – нижний и средний карбон, с целью поисков залежей нефти и газа в нижнепермских, каменноугольных отложениях.

Скважина ЖЗ-101 – поисковая, зависимая от результатов бурения независимой скважины ЖЗ-1, проектируется с проектной глубиной 7000 м, проектный горизонт – нижний и средний карбон, с целью поисков залежей нефти и газа в нижнепермских, каменноугольных отложениях.

Рис. 5.3.1. Геологический профиль через независимую проектную скважину ЖЗ-1

Скважина ЖЗ-2 – поисковая, независимая, проектируется на сейсмическом профиле 921 (рис.5.3.2), проектная глубина 7000 м, проектный горизонт – девон, с целью поисков залежей нефти и газа в нижнепермских, каменноугольных и девонских отложениях.

Рис. 5.3.2. Сейсмический профиль 921 через независимую проектную скважину ЖЗ-2

Скважина ЖЗ-201 – поисковая, зависимая от результатов бурения независимой скважины ЖЗ-2, проектируется с проектной глубиной 7000 м,

проектный горизонт – девон, с целью поисков залежей нефти и газа в нижнепермских, каменноугольных и девонских отложениях.

5.4. Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения мероприятий, предусмотренных данным «Проектом...» является достижение проектными скважинами запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для этого необходимо учитывать опыт бурения ранее пробуренных скважин на данном участке и на соседних месторождениях.

Главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо-и водопроявления.

Таблица 5.4.1

Проектный стратиграфический разрез независимой скважины ЖЗ-1

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент каверности в интервале	Ожидаемые пластовые		
по вертикали		название	индекс		Давления, МПа	Температуры, оС	Углы и направления падения пластов
от (верх)	до (низ)						
0	750	Нижний мел	K ₁	1,25	8	25	0-2
750	1150	Средняя, нижняя юра	J ₂₊₁	1,2	12	37	0-2
1150	4000	Пермотриас	PT	1,15	47	79	0-2
4000	4840	Кунгурский ярус нижней Перми	P _{1k}	1,3	72,6	96	2-5
4840	5420	Артинский-Ассельский ярус нижней Перми	P _{1 ar-as}	1,15	81	107	5-10
5420	7000	Средний, нижний карбон	C ₂₊₁	1,1	117	138	5-10

Таблица 5.4.2

Проектный стратиграфический разрез независимой скважины ЖЗ-2

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент каверности в интервале	Ожидаемые пластовые		
По вертикали		название	индекс		Давления, МПа	Температуры, оС	Углы и направления падения пластов
от (верх)	до (низ)						
0	590	Нижний мел	K ₁	1,25	6	20	0-2
590	970	Средняя, нижняя юра	J ₂₊₁	1,2	10	31	0-2
970	1290	Пермотриас	PT	1,15	13	41	0-2
1290	5100	Кунгурский ярус нижней Перми	P _{1k}	1,3	77	101	2-5

5100	5670	Артинский-Ассельский ярус нижней Перми	$P_{1\text{ ar-as}}$	1,15	85	112	5-10
5670	6910	Средний, нижний карбон	C_{2+1}	1,1	104	137	5-10
6910	7000	Верхний, средний девон	D_{3+2}	1,1	105	139	5-10

Таблица 5.4.3

Ожидаемые осложнения при бурении независимой скважины ЖЗ-1

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений
1	2	3	4
1	0-750	K_1	осыпи, обвалы, водопрооявления
2	4000-4840	P_{1k}	текучесть пород
3	4840-7000	$P_1 + C + D$	возможны нефтегазоводопрооявления

Таблица 5.4.4

Ожидаемые осложнения при бурении независимой скважины ЖЗ-2

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений
1	2	3	4
1	0-590	K_1	осыпи, обвалы, водопрооявления
2	1290-5100	P_{1k}	текучесть пород
3	5100-7000	$P_1 + C + D$	возможны нефтегазоводопрооявления

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин, такие как:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопрооявления с присутствием во флюидах до 5 % CO_2 ;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- сужения ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

Вскрытие продуктивных пластов производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, так как во вскрываемом разрезе содержатся глины и аргиллиты.

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их геологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольтатации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для поддержания плотности бурового раствора использовать кислоторастворимые утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации), во избежание загрязнения коллектора.

За 50–100 м до вскрытия продуктивного пласта начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO_2 и вводить их регулярно в процессе бурения.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, 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 5–6 м³ и более, при необходимости повторять прокачивать ее до полной очистки ствола скважины.

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, пескоотделитель и илоотделитель, а при необходимости - центрифугу.

В табл. 5.5.1 приведены рекомендуемые типы и состав буровых растворов для поинтервальной проводки скважины **ЖЗ-1** на участке Жаркамыс Западный II, наиболее подходящими являются ингибированный полимерный хлоркалийевый и ингибированный термостойкий раствор на водной основе.

Интервал 0–50 м – бурение под направление Ø630 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1050$ –

1100 кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений, а также песчаников.

Интервал 50–1450 м – бурение под кондуктор Ø473,1 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1150–1210$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе глинистых отложений, песков и песчаников. Переход глин в раствор могут привести к увеличению содержания коллоидных составляющих в буровом растворе, что может привести к определенным осложнениям, т.е. несвоевременная очистка бурового раствора может привести к сальникообразованию, что, в свою очередь, может привести к увеличению давления ЭЦП в затрубе и размыву ствола скважины, при гидроразрыве пород и последующем поглощении возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные СПО каждые 150-250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных мест затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять контрольные СПО (КСПО), промывки, проработки с регулируемым режимом.

Интервал 1450–4000 м – бурение под 1-ую промежуточную колонну Ø339,72 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1260–1420$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе глинистых отложений, песков и песчаников. Переход глин в раствор могут привести к увеличению содержания коллоидных составляющих в буровом растворе, что может привести к определенным осложнениям, т.е. несвоевременная очистка бурового раствора может привести к сальникообразованию, что, в свою очередь, может привести к увеличению давления ЭЦП в затрубе и размыву ствола скважины, при гидроразрыве пород и последующем поглощении возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные СПО каждые 150-250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных мест затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять контрольные СПО (КСПО), промывки, проработки с регулируемым режимом.

Интервал 4000–4840 м – бурение под 2-ую промежуточную колонну Ø250,83x244,5 мм. Бурение данного интервала рекомендуется производить при плотности бурового раствора $\rho = 1450–1700$ кг/м³. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений и соленосных отложений. Возможен размыв ствола скважины, сальникообразование, увеличение давления в затрубе, соответственно, возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные спускоподъемные операции (КСПО) через каждые 150–250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных

затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять КСПО, промывки, проработки с регулируемым режимом. При появлении первичных затяжек/посадок или повышенного момента увеличить время промывки перед наращиванием, произвести прокачку ВУС. Если затяжки/посадки не прекращаются, произвести внеплановую шаблонировку ствола скважины до свободного хождения инструмента. Максимально уменьшить время нахождения инструмента без движения на забое.

Для наилучшего выноса шлама и препятствия его скопления на стенках скважины необходимо периодически прокачивать тандемы низко- и высоковязких пачек.

Периодически разбавлять свежим буровым раствором и запустить центрифуги для поддержания необходимых параметров бурового раствора.

Интервал 4840-7000 м – бурение под эксплуатационную колонну Ø177,8 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1780-1900$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтеводопроявления.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Резервный вариант

Интервал 4840-5420 м – бурение под эксплуатационную колонну (надставка) Ø177,8 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1780-1900$ кг/м³.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Интервал 5420-7000 м – бурение под эксплуатационная колонна «хвостовик» Ø114,3 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1900-2170$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны

газонефтеводопроявления. Ожидается высокая температура, возможно наличие сероводорода.

В таблице 5.5.2 приведены рекомендуемые типы и состав буровых растворов для поинтервальной проводки скважины **ЖЗ-2 на участке Жаркамыс Западный II**, наиболее подходящими являются ингибированный полмерный хлоркалийевый и ингибированный термостойкий раствор на водной основе.

Интервал 0–50 м – бурение под направление Ø473,08 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1100–1180 \text{ кг/м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений, а также песчаников.

Интервал 50–1290 м – бурение под кондуктор Ø339,72 мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1180–1210 \text{ кг/м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе глинистых отложений, песков и песчаников. Переход глин в раствор могут привести к увеличению содержания коллоидных составляющих в буровом растворе, что может привести к определенным осложнениям, т.е. несвоевременная очистка бурового раствора может привести к сальникообразованию, что, в свою очередь, может привести к увеличению давления ЭЦП в затрубе и размыву ствола скважины, при гидроразрыве пород и последующем поглощении возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные СПО каждые 150–250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных мест затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять контрольные СПО (КСПО), промывки, проработки с регулируемым режимом.

Интервал 1290–5100 м – бурение под промежуточную колонну Ø250,83 мм. Бурение данного интервала рекомендуется производить при плотности бурового раствора $\rho = 1450–1700 \text{ кг/м}^3$. Горные породы интервала характеризуются как неустойчивые из-за наличия в разрезе активных глинистых отложений и соленосных отложений. Возможен размыв ствола скважины, сальникообразование, увеличение давления в затрубе, соответственно, возможен дифференциальный прихват бурильной колонны.

Для предупреждения осложнений рекомендуется производить контрольные спускоподъемные операции (КСПО) через каждые 150–250 м бурения (в зависимости от скорости бурения). В местах возможных затяжек/посадок и сужений, необходимо осуществлять КСПО, промывки, проработки с регулируемым режимом. При появлении первичных затяжек/посадок или повышенного момента увеличить время промывки перед наращиванием, произвести прокачку ВУС. Если затяжки/посадки не прекращаются, произвести внеплановую шаблонировку ствола скважины до свободного хождения инструмента. Максимально уменьшить время нахождения инструмента без движения на забое.

Для наилучшего выноса шлама и препятствия его скопления на стенках скважины необходимо периодически прокачивать тандемы низко- и высоковязких пачек.

Периодически разбавлять свежим буровым раствором и запустить центрифуги для поддержания необходимых параметров бурового раствора.

Интервал 5100–7000 м – бурение под эксплуатационную колонну $\varnothing 177,8$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1780\text{--}1900$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтеводопроявления.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Резервный вариант

Интервал 5100–5670 м – бурение под эксплуатационную колонну (надставка) $\varnothing 177,8$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1900\text{--}1920$ кг/м³.

В качестве наиболее перспективной, рекомендуется использование термостойких систем буровых растворов на водной основе. Подобные растворы отличаются хорошо регулируемой вязкостью, плотностью, обладают достаточной стабильностью, малым отстоем и фильтрации. Обеспечение сходства внешней среды этих растворов с флюидом пласта делает такие растворы нейтральными по отношению к матрице пласта и цементу породы, что не ухудшает фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта (ПЗП).

Интервал 5670–7000 м – бурение под эксплуатационная колонна «хвостовик» $\varnothing 114,3$ мм. Бурение данного интервала производится при плотности бурового раствора $\rho = 1960\text{--}2170$ кг/м³. Из-за наличия зон разуплотнения прогнозируется поглощение бурового раствора и возможны газонефтеводопроявления. Ожидается высокая температура, возможно наличие сероводорода.

Таблица 5.5.1

**Рекомендуемая характеристика промывочной жидкости проектной скважины ЖЗ-1
на участке Жаркамыс Западный II**

Интервал, м		Плотность раствора, кг/м ³	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
0	50	1050–1110	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
50	1450	1150–1210		
1450	4000	1260–1420		
4000	4840	1450-1700	Соленасыщенный NaCL полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Оксид цинка, ЧГПАА, Аттапульгит, NaCL, утяжелитель, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
4840	7000	1780-1900	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.
Резервный вариант				
5420	7000	1900-2170	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.

Таблица 5.5.2

**Рекомендуемая характеристика промывочной жидкости проектной скважины ЖЗ-2
на участке Жаркамыс Западный II**

Интервал, м		Плотность раствора, кг/м ³	Рекомендуемые типы буровых растворов	Примерный состав буровых растворов
от	до			
0	50	1050–1110	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
50	1290	1150–1210	Ингибированный KCL полимерный раствор	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, KCL, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Асфальтен, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
1290	5100	1450-1700	Соленасыщенный NaCL полимерный	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, Ингибитор органический, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Оксид цинка, ЧГПАА, Аттапульгит, NaCL, утяжелитель, бикарбонат натрия, лимонная кислота.
5100	7000	¹ 780-1900	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.
Резервный вариант				
5670	7000	1900-2170	Ингибированный полимерный, термостойкий	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Полимеры (РАС LV, РАС HV), Разжижитель, Биополимер, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Асфальтен, Оксид цинка, Аттапульгит, Термостабилизатор, бикарбонат натрия, лимонная кислота, утяжелитель.

5.6 Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор типовой конструкции скважин является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов и максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений.

Конструкция скважины представляет собой комплекс данных о ее глубине, числе обсадных колонн, их наружных диаметрах и глубинах спуска, диаметрах долот для бурения ствола под каждую из колонн, о глубинах интервалов цементирования заколонного пространства.

Конструкция скважины должна обеспечить:

- устойчивость стенок ствола скважины;
- надежное разобщение различных пластов в разрезе;
- возможность спуска в скважину оборудования, необходимого для подъема на поверхность жидкости или газа;
- надежную связь скважины с продуктивным пластом.

В соответствии с действующими нормативно-методическими документами, исходя из геологической характеристики разреза, с учетом назначения скважин, проектной глубины и методов воздействия на пласт, способов эксплуатации скважин, а также многолетнего опыта строительства предусмотрена нижеследующая конструкция скважин:

Для скважины ЖЗ-1

Направление Ø630,0 мм рекомендуется спустить до глубины 50 м для перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, предохранение устья от размыва буровым раствором, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø473,08 мм рекомендуется спустить до глубины 1450 м для перекрытия отложений склонны осыпи и обвалом, а также для безопасного углубления скважины до глубины спуска следующей колонны. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

1-ая промежуточная колонна Ø339,72 мм рекомендуется спустить до глубины 4000 м для перекрытия отложений мела, юры и пермтриаса, а также для безопасного углубления скважины до глубины спуска следующей колонны. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

2-я промежуточная колонна Ø250,83x244,5 мм рекомендуется спустить до глубины 4840 м для перекрытия неустойчивых отложений, где ожидаются прихват или провалы бурового инструмента, а также возможны осложнения, связанные с газо-нефте- и водопроявлениями. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм рекомендуется спустить до глубины 7000 м для перекрытия возможно нефтегазоносных отложений, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется до устья 2-я ступенями с применением МСЦ.

Резервный вариант

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм с надставкой рекомендуется спустить на глубины 5420 м в виде хвостовика с подвеской на глубине 4740 м с помощью расширяющейся подвески хвостовика внутри предыдущей колонны для перекрытия подсолевых отложений нижней Перми и верхней части нижнего Карбона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов с подъемом цемента на всю длину. После доведения скважины до проектной глубины и спуска Ø114,3 мм колонны наращивается до устья спуском второй секции (надставки). Цементируется на всю длину 0–4740 м.

Эксплуатационный хвостовик Ø114,3 мм рекомендуется спустить до глубины 7000 м для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется на всю длину 5320–7000 м.

Примечание: Резервный вариант предусматривается в случае возникновения осложнений в виде поглощений бурового раствора, осыпей и обвалов стенок скважины, сужений ствола скважины и т.д. при бурении под экс. колонной 177,8 мм во избежание возникновения возможной критической ситуации, грозящей потерей скважины.

Обсадные трубы и их соединения выбираются исходя из геолого-технических условий строительства и эксплуатации скважины, а также с учетом опыта строительства и испытания сверхглубоких скважин на аналогичных структурах.

В связи с ожиданием АВПД и проявлением сероводорода (H₂S), для промежуточной колонн, эксплуатационной колонны и хвостовика рекомендуется применения обсадных труб сероводородостойкого исполнения с премиальным соединением.

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверн устанавливаются турбулизаторы. Для улучшения качества крепления в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель вязкости.

Диаметр эксплуатационной колонны принимается исходя из назначения скважины. Диаметры направления, кондуктора и промежуточных колонн проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих беспрепятственный спуск и качественное цементирование обсадных колонн.

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб предусматривается подъем цемента за колоннами производить до устья скважины.

Таблица 5.6.1

Рекомендуемая конструкция скважины ЖЗ-1

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м
	долото	колонна	
1	2	3	4
Направление	-	630,0	50
Кондуктор	558,8	473,08	1450
1-ая Промежуточная колонна	406,4	339,72	4000
2-ая Промежуточная колонна	311,15	250,83x244,5	4840
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	7000
Резервный вариант			
Эксплуатационная колонна (надставка)	215,9	177,8	4740-5420
<u>Эксплуатационный хвостовик</u>	149,2	114,3	5320-7000

Для скважины ЖЗ-2

Направление Ø473,08 мм рекомендуется спустить до глубины 50 м для перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, предохранение устья от размыва буровым раствором, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø339,72 мм рекомендуется спустить до глубины 1290 м для перекрытия отложений склонны осыпи и обвалом, а также для безопасного углубления скважины до глубины спуска следующей колонны. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

Промежуточная колонна Ø250,83 мм рекомендуется спустить до глубины 5100 м для перекрытия неустойчивых отложений, где ожидаются прихват или провалы бурового инструмента, а также возможны осложнения, связанные с газо-нефте- и водопроявлениями. Цементируется до устья. Устанавливается ПВО.

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм рекомендуется спустить до глубины 7000 м для перекрытия возможно нефтегазоносных отложений, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется до устья 2-я ступенями с применением МСЦ.

Резервный вариант

Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм с надставкой рекомендуется спустить на глубины 5670 м в виде хвостовика с подвеской на глубине 5000 м с помощью расширяющейся подвески хвостовика внутри предыдущей колонны для перекрытия подсолевых отложений нижней Перми и верхней части нижнего Карбона, а также для испытания (освоения) продуктивных горизонтов с подъемом цемента на всю длину. После доведения скважины до проектной глубины и спуска Ø114,3мм колонны наращивается до устья спуском второй секции (надставки). Цементируется на всю длину 0–5000 м.

Эксплуатационный хвостовик Ø114,3 мм рекомендуется спустить до глубины 7000 м для испытания (освоения) продуктивных горизонтов. Цементируется на всю длину 5570–7000 м.

Примечание: Резервный вариант предусматривается в случае возникновения осложнений в виде поглощений бурового раствора, осыпей и обвалов стенок скважины, сужений ствола скважины и т.д. при бурении под экс. колонной 177,8 мм во избежание возникновения возможной критической ситуации, грозящей потерей скважины.

Обсадные трубы и их соединения выбираются исходя из геолого-технических условий строительства и эксплуатации скважины, а также с учетом опыта строительства и испытания сверхглубоких скважин на аналогичных структурах.

В связи с ожиданием АВПД и проявлением сероводорода (H_2S), для промежуточной колонн, эксплуатационной колонны и хвостовика рекомендуется применения обсадных труб сероводородостойкого исполнения с премиальным соединением.

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверн устанавливаются турбулизаторы. Для улучшения качества крепления в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель вязкости.

Диаметр эксплуатационной колонны принимается исходя из назначения скважины. Диаметры направления, кондуктора и промежуточных колонн проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих беспрепятственный спуск и качественное цементирование обсадных колонн

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб предусматривается подъем цемента за колоннами производить до устья скважины.

Таблица 5.6.2

Рекомендуемая конструкция скважины ЖЗ-2

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м
	долото	колонна	
1	2	3	4
Направление	558,8	473,08	50
Кондуктор	444,5	339,72	1290
Промежуточная	311,15	250,83	5100
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	7000
Резервный вариант			
Эксплуатационная колонна (надставка)	215,9	177,8	5000-5670
Эксплуатационный хвостовик	149,2	114,3	5570-7000

5.7 Оборудование устья скважин

С целью недопущения нефтегазоводопроявления и открытого фонтанирования устья скважины оборудуется устьевым и противовыбросовым оборудованием (ПВО). Оборудование устья скважин должно осуществляться с использованием колонных головок различных конструкций по схемам, утвержденным для конкретной скважины.

Конструкция устья скважины и колонных головок при этом должны обеспечивать:

- жесткую и герметичную обвязку всех обсадных колонн, выходящих на устье скважины;
- подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн, обеспечивающую компенсацию температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны);
- возможность контроля флюидопроявлений за обсадными колоннами;
- возможность управления скважиной при ликвидации газонефтеводопроявлений и аварийном глушении в процессе бурения и крепления.

Критериями выбора ПВО являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Монтаж противовыбросового оборудования следует осуществлять согласно типовой схеме. Типовая схема должна разрабатываться буровым подрядчиком, согласовываться с заказчиком, с аварийно спасательной службой (АСС) и утверждаться техническим руководителем. Схемы необходимо пересматривать один раз в три года и в случае технологических и конструкторских изменений согласовывать и утверждать в установленном порядке.

Ниже в таблице 5.7.1. приведена спецификация устьевое и противовыбросового оборудования (ПВО).

Таблица 5.7.1

Оборудование устья скважин

Обсадная колонна		Номер схемы обязки ПВО	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевое и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количе ство, шт.	Допусти мое рабочее давление , Мпа
номер в порядк е спуска	название					
2	Кондуктор	32	ОККЗ-105 178х250х340х473 КЗ ОП-32- 480/80х21 ПУГ 480х21 -1шт ППГ 480х21-1шт	ГОСТ 30196-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	105,0 21,0 21,0 21,0
3	промежуточ ная	67	ОП-67- 350х70 КЗ ПУГ 350х35 КЗ-1шт ППГ 350х70 КЗ-1к-т (спаренный)* ППГ 350х70 КЗ-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 1 1	70,0 35,0 70,0 70,0
5	Экс. колонна		АФК6Д 80/65х105 КЗ	ГОСТ 13846-2003	1	105,0
Резервный вариант						
5	Экс. колонна	67	ОП-67- 280х105 КЗ ПУГ 280х70 КЗ-1шт ППГ 280х105 КЗ-1к-т (спаренный)* ППГ 280х105 КЗ-1шт АФК6Д 80/65х105 КЗ	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13846-2003	1 1 1 1 1	105,0 70,0 105,0 105,0 105,0
6	Экс. хвостовик		АФК6Д 80/65х105 КЗ	ГОСТ 13846-2003	1	105,0

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектной скважине

5.8.1. Отбор керна и шлама в проектной скважине

При бурении поисковых скважин предусматривается в предполагаемых интервалах залегания перспективных горизонтов отбирать керн в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин.

Решение стоящих перед бурением задач на этапе разведки структур может быть достигнуто при выполнении рекомендаций по отбору и соблюдения оптимальных интервалов в проходке колонковым долотом.

В соответствии с требованиями инструкции минимально допустимый вынос керна должен составить не менее 80% от общего метража проходки с отбором керна.

Недропользователь правомочен вводить корректировки в интервалы отбора керна, указанные в проекте, в процессе проводки скважины на основании показаний станции геолого-технологического контроля.

Интервалы отбора керна могут корректироваться участковым геологом по данным показаний ГТИ.

В интервалах между отборами керна необходимо отбирать и вести описание шлама. По шламу определяется литологический состав выносимой породы. Отбор шлама проводится после кондуктора через 2 метра. Шлам промывается, просушивается, укладывается в бумажные пакеты и снабжается этикетками.

Образцы шлама подлежат хранению наравне с керновым материалом. При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керна. Описание шлама заносится в геологический журнал.

При появлении признаков УВ отбор шлама проводится через каждый 1 м.

Объем отбора керна в одной скважине составляет 180 м. Общий объем отбора керна в 4-х проектных скважинах равна 720 м.

Отбор керна рекомендуется производить с помощью кернаотборочных снарядов Недр», буровыми головками K212,7/80C3 или зарубежными аналогами типа «Кобра» с буровыми головками 215,9/101,6 с использованием фиброглассовых грунтоносов. Интервал отбора керна предусматривается по 20 м.

Вынос керна планируется не менее 90% от каждого долбления с отбором керна. Консервация керна осуществляется разрезанием фиброглассовых грунтоносов длиной по 1 метру и перед закрытием обоих концов, керна из перспективных интервалов должен быть детально и послойно изучен и описан, по концам снабжены этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины, номер образца, интервал отбора.

Полное описание образцов осуществляется в лабораторных условиях.

По результатам бурения, исследований и испытаний скважины будет выполнена оценка эффективности комплекса ГИС и применяемых методик изучения керна и испытания пластов для определения подсчетных параметров и продуктивности скважин.

Проектные интервалы отбора керна в независимых поисковых скважинах ЖЗ-1 и ЖЗ-2 приведены в таблицах 5.8.1.1-5.8.1.2.

Таблица 5.8.1.1

Рекомендуемые интервалы отбора керна по независимой скважине ЖЗ-1

Скважина	Отложения	Общие интервалы отбора керна	Длина отбора керна, м
ЖЗ-1	P ₁ ar-as	4840-5420	90
	C ₂ +C ₁	5430-7000	90
Всего:			180

Интервалы отбора керна корректируются в процессе бурения.

Таблица 5.8.1.2

Рекомендуемые интервалы отбора керна по независимой скважине ЖЗ-2

Скважина	Отложения	Общие интервалы отбора керна	Длина отбора керна, м
ЖЗ-2	P _{1ar-as}	5100-5670	54
	C ₂ +C ₁	5680-6910	90
	D ₃ + ₂	6920-7000	36
Всего:			180

Интервалы отбора керна корректируются в процессе бурения.

5.8.2 Геофизические и геохимические исследования

Геофизические и геохимические исследования, предусмотренные в настоящем проекте, включают в себя постоянный контроль установкой станции геолого-технологического контроля (ГТИ) и выполнение обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований.

Комплекс ГИС включает электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, а также газовый каротаж, геохимические исследования и отбор проб флюидов. Геофизические исследования продуктивной части разреза должны проводиться с применением западных технологий и геофизических приборов западного образца.

После спуска и цементировки колонн предусматривается оценка качества цементирования акустическим методом. Прострелочно-взрывные работы производятся с помощью перфораторов на НКТ, с привязкой их по ГК по глубине к интервалу вскрытия объекта, а контроль результатов перфорации - локатором муфт.

Общие геофизические исследования в масштабе 1:500 выполняются по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования ГИС в скважинах в масштабе 1:200 выполняются в перспективных на нефть и газ интервалах. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробование, керновые данные и др.) они обеспечивают:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине;
- детальную литологическую характеристику каждого пласта, выделение коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и

определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости;

- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;

- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

Предусматривается следующий комплекс геофизических исследований (таблица 5.8.2.1).

Таблица 5.8.2.1

Комплекс геофизических исследований

Вид исследований	Масштаб записи	Интервалы исследований в скважине ЖЗ-1, м	Интервалы исследований в скважине ЖЗ-2, м
1	2	3	
Под кондуктор: ГК, АК, КС, БК, ПС, ННК, ГГК-П, КВ, ДС, термометрия, инклинометрия, АКЦ (CDL)	1:500	0-1450	0-1290
Под техническую колонну: ГК, АК, КС, БК, ПС, ННК, ГГК-П, КВ, ДС, термометрия, инклинометрия, АКЦ (CDL)	1:500	1450-4840	1290-5100
По достижении проектного забоя: ГК, КС, БК, МБК, КВ, ПС, АК (широкополосный), МКЗ, ДС, ННК, ГГК-П, ИК, термометрия, инклинометрия	1:500 1:200	4840-7000	5100-7000
ВСП		0-7000	0-7000
АКЦ (CDL) под эксплуатационную колонну	1:500	0-7000	0-7000
- микросканер пласта МСП		4840-6700	5100-6700
- ХРТ – модульный пластоиспытатель, замеры давлений		4840-7000	5100-7000
- MDT/ORA (ГДК/ОПК)– модульный пластоиспытатель, отбор проб		4840-7000	5100-7000

Примечание: При необходимости специалистами Заказчика могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения промыслово-геофизических исследований.

Глубины замеров давлений, отборов проб и их количество, а также интервалы опробований должны корректироваться по данным полного комплекса ГИС и согласовываться с Заказчиком.

Геохимические исследования и геолого-технический контроль за проводкой скважин

После спуска кондуктора в скважинах будут проводиться геохимические и геолого-технологические методы исследования. Для определения суммарного содержания углеводородных газов необходимо использовать пламенно-ионизационный хроматограф для непрерывного суммарного

определения углеводородов в газовой смеси. Для компонентного газового анализа будет использоваться газо-адсорбционный хроматограф, который позволит определить абсолютную и относительную концентрацию компонентов углеводородной смеси.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) и газовый каротаж при строительстве скважин должны обеспечить получение оперативной информации о соответствии фактических технологических параметров бурения их значениям, установленным в геолого-технологическом наряде.

5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

Основной целью бурения проектируемых скважин является поиски залежей углеводородов в верхне- и среднеюрских отложениях.

Учитывая опыт бурения на указанные отложения, были выбраны интервалы для испытания продуктивных объектов в колонне. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, кольматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность.

Параметры промывочной жидкости и технические средства очистки скважин от выбуренных пород и шлама должны быть предусмотрены в Техническом проекте на бурение поисковых скважин.

Испытание продуктивных горизонтов в колонне

Учитывая опыт бурения в исследуемом регионе, были выбраны интервалы для испытания продуктивных объектов в колонне.

Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости, комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов и данных испытаний в открытом стволе.

При положительной оценке предусмотрено испытание 6-ти объектов в скважинах. Однако количество таких объектов и конкретные интервалы их опробования в эксплуатационной колонне будут уточнены по данным ГИС и включены в план опробования. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны производится оборудование устья скважины КГ и фонтанной арматурой, с последующей опрессовкой межколонного пространства и опрессовкой эксплуатационной колонны на расчетное давление.

Перед проведением перфорационных работ устье скважины обязывается в соответствии с типовой схемой обвязки устья скважин при освоении согласованное с контролирующими органами.

Проверка эксплуатационной и технической колонны на герметичность производится двумя методами:

- Опрессовкой водой и воздухом;
- Снижением уровня жидкости в колонне на $2/3$ глубины скважины.

Опробование объектов производится снизу-вверх.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться перфораторами на ПНКТ из расчета 16-17 зарядов на 1 погонный метр с максимальной пробивной способностью.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температура пласта, забойные и устьевые давления, изменение поступления флюидов при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, расчетным путем определяются коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости и абсолютно свободный дебит скважины.

В зависимости от характера притока пластовых флюидов применяются фонтанный метод исследования или метод прослеживания уровня:

- в фонтанирующих скважинах после очистки забоя и ствола скважины и стабилизации притока, и устьевых давлений, скважина закрывается на восстановление пластового давления и замеряется начальное пластовое давление.

- Замер дебитов нефти и газа, изменение устьевых и забойных давлений на различных режимах будут фиксироваться забойными манометрами.

В процессе испытания отбираются поверхностные пробы флюидов с целью определения физико-химических свойств, количества механических примесей и процентного содержания воды. Для исследования нефти в пластовых условиях, с целью определения давления насыщения нефтяных залежей газом и газосодержания, отбираются глубинные пробы нефти из работающих горизонтов.

Исследование объекта завершается снятием пластового давления и не менее 24 часового его восстановления. Исследование профиля притока нефти и газа производится по дополнительному плану.

Для полноценного исследования объекта должны быть определены:

- дебит нефти, газа, воды на каждом режиме;
- забойное давление на всех режимах;
- устьевое давление (буферное и затрубное) на всех режимах;
- начальное и конечное пластовое давление;
- пластовая температура.

После завершения работ на исследуемом объекте, для перехода на вышележащий объект, скважина задавливается буровым раствором, над интервалом перфорации устанавливается пакер с обратным клапаном,

производится закачка цементного раствора в интервал перфорации под давлением. Затем над пакером устанавливается цементный мост высотой до 50 м.

В эксплуатационной колонне в проектных скважинах в подсолевых отложениях предполагается испытать по 3 объекта. Всего в 4-х скважинах: 12 объектов.

Вскрытие продуктивных горизонтов предусматривается зарядами с плотностью 16-17 отверстий на 1 п. м. с привязкой по ГК и ЛМ. Данные о планируемых испытаниях в эксплуатационных колоннах и прогнозируемых дебитах приводятся в таблице 5.8.3.1-5.8.3.2, 5.8.3.3.

Таблица 5.8.3.1

**Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне
независимой скважины ЖЗ-1**

Номер объекта	Возраст	Интервал залегания объекта, м по вертикали/по стволу	
		от (вверх)	до (низ)
3	P ₁	4890	4920
2	C ₂₊₁	5500	5550
1	C ₂₊₁	6200	6250

Примечание: интервалы освоения будут корректироваться по результатам интерпретации ГИС.

Таблица 5.8.3.2

**Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне
независимой скважины ЖЗ-2**

Номер объекта	Возраст	Интервал залегания объекта, м по вертикали/по стволу	
		от (вверх)	до (низ)
3	P ₁	5150	5180
2	C ₂₊₁	5700	5750
1	D ₃₊₂	6920	6970

Примечание: интервалы освоения будут корректироваться по результатам интерпретации ГИС.

Таблица 5.8.3.3

Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержания

Скважина/ проектная глубина	ЖЗ-1 / 7000 м, ЖЗ-2 / 7000 м
Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	P ₁ , C, D
Ожидаемые параметры	дебит нефти – 218,0 т/сут. плотность нефти – 0,829-0,892 г/см ³ газовый фактор – 118,0 м ³ /м ³ .

Примечание:- по аналогии с месторождением Акжар Восточный.

Перед проведением перфорации на скважине должен быть запас бурового раствора не менее двух объемов. После проведения перфорации в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы, низ которых оборудован крестовиной, выше верхнего интервала перфорации на 10 м.

Для каждого объекта предусматриваются следующие виды исследований.

При фонтанирующем притоке очистка призабойной зоны пласта производится в течении 24-часов через штуцер диаметром 10 мм; при не фонтанирующем притоке проводят откачку из скважины методом эрлифта (аэризации) до получения чистого пластового флюида.

Исследования на приток при фонтанирующих объектах производятся на 5-и режимах: три прямого и два обратного хода со снятием начальной и конечной КВД. При не фонтанирующих объектах проводится трехкратное прослеживание уровня до перелива или выхода на статический уровень.

Производятся замеры устьевых и забойных давлений, отбор глубинных проб нефти и газа.

Изоляцию объектов производить установкой цементных мостов или взрыв-пакеров.

Изменение проектных параметров опробования и испытания может быть изменено геологической службой по фактическим данным.

При слабых притоках производится интенсификация пластов методами: кислотной обработки пластов (СКО); методом переменных давлений (МПД); гидроразрывом пласта с пропантом (ГРП).

Фактические интервалы испытания будут определены недропользователем по результатам ГИС, ГТИ и исследования керна.

Для каждой скважины, подлежащей испытанию, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы. План работы по испытанию скважин проходит согласование в установленном порядке согласно действующему законодательству РК.

5.8.4. Лабораторные исследования

Образцы отобранного керна должны подвергаться лабораторным исследованиям с целью определения литологии, вещественного состава, коллекторских свойств (общей пористости, открытой пористости, трещиноватости, нефтенасыщенности, проницаемости).

При лабораторных исследованиях анализ выполняется по стандартной методике. Минералогический состав определяется иммерсионным методом, микрофаунистическое определение – определение фауны под микроскопом.

Изучение коллекторских свойств пород выполняется следующими приборами:

-гамма регистратор-определение естественной радиоактивности горных пород для привязки к диаграммам ГИС.

По отобранным кернам материалам проводятся следующие аналитические работы: определение ФЕС (расконсервация керна, спец.

сушка, фотографирование в естественном свете, выпиливание цилиндров 3х3см, экстрагирование керна, определение открытой пористости методом насыщения жидкостью, определение газопроницаемости при атмосферных условиях на цилиндрах, определение объемной плотности, определение гранулометрического состава, определение карбонатности, определение водо-, нефтенасыщенности (включая экстрагирование и определение пористости), определение остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны.

Отобранные в процессе испытания пластов пробы нефти, газа в поверхностных и пластовых условиях должны подвергаться лабораторным исследованиям с целью определения физико-химических свойств, давления, насыщения. Кроме того, из каждой залежи необходимо отобрать пробы нефти на товарный анализ.

Сокращенному и полному физико-химическому анализу необходимо подвергать пробы пластовых вод из продуктивных толщ.

Проектом предусматривается литологическое описание пород, петрографическое описание шлифов, а для определения коллекторских свойств пород будут исследованы образцы.

Проектом предусматривается следующий комплекс исследований керна (таблица 5.8.4.1).

Таблица 5.8.4.1

Виды лабораторных исследований на одну скважину

№	Наименование	Ед. измерения	Количество
1	Определение ФЕС	образец	50
2	Литолого-петрографические исследования	образец	50
3	Минералогический состав пород	образец	50
4	Люминесцентно-битуминологические исследования	образец	30
5	Параметр пористости	образец	30
6	Параметр насыщения	образец	30
7	Анализ кривых капиллярного давления	образец	30
8	Определение коэффициента вытеснения нефти	образец	30
9	Анализ кривых относительной проницаемости для нефти и воды	образец	30
10	Анализ смачиваемости	образец	20
11	Геомеханические исследования (сжимаемость породы, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, скорости пробега упругих волн при разных значениях давления обжима и др.)	образец	20
12	Анализ поверхностной пробы нефти	образец	6
13	Анализ проб пластовой нефти	образец	6
14	Анализ проб пластовой воды	образец	3

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Настоящим проектом предусматривается только поиск углеводородов в надсолевых отложениях на участке Жаркамыс Западный II, никаких других поисков полезных ископаемых не предусматривается.

Массовые поиски осуществляются путем проведения радиоактивного каротажа по всему стволу скважины в соответствии с требованиями по этому виду исследований. Если в интервале повышенной радиоактивности имеется керн, он прослушивается радиометром. При опробовании в скважинах водоносных горизонтов отбирается проба для радиохимического анализа. Сведения по виду и объёму массовых поисков приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1.

Виды и объёмы попутных поисков

№пп	Виды работ	Един. изм.	Объем
1	2	3	4
1	Гамма-каротаж	п.м	14000
2	Радиохимический анализ	проба	20
3	Контрольный гамма-каротаж	%	20

Для обеспечения технического водоснабжения производственных работ используются воды водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеоген-верхнемеловых отложений. Местами они используются для строительства колодцев и обеспечения водой отгонного животноводства.

Вскрытие водоносных горизонтов с содержанием элементов возможных для использования в бальнеологических и теплоэнергетических целях не предусматривается.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Обработка результатов разведочных работ включает в себя целый комплекс вопросов, которые должна осуществлять геологическая служба, а именно: информацию об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе его, о проведенных ИПТ и комплексах ГИС. Кроме перечисленных документов, в деле должны присутствовать все акты, фиксирующие факты не только геологического, но также технического и технологического характера. Вся первичная геологическая документация должна вестись в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр». Геологическая служба должна: осуществлять соблюдение требований проекта, проводить отбор проб керна и флюидов и посылать их на исследования. Полученные по ним заключения в дальнейшем применять в своей работе - увязывать с данными ГИС по пробуренным скважинам и использовать в решении вопросов спуска эксплуатационной колонны и выбора интервалов опробования продуктивных пластов, в случае получения притоков УВ или воды провести отбор проб с дальнейшей передачей их на соответствующие анализы.

Полученные новые данные оперативно наносятся на графические построения: структурные карты, геолого-геофизические профили, корреляционные схемы и другие виды построений.

По окончании предусмотренных проектом работ будет дана оценка нефтегазоносности отложений мела, юры, триаса и палеозоя. Будут изучены коллекторские свойства пород, характер изменения коллекторов, построены структурные карты и геологические разрезы.

Итогом проведения разведочных работ на участке Жаркамыс Западный II является уточнение: геологического строения, литологии и коллекторских свойств и получение притоков УВ при испытании в колонне перспективных интервалов, в дальнейшем используя все эти результаты для подсчета запасов и постановка на них дальнейших работ.

Таблица 7.1

Виды и объемы геологоразведочных работ

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	Объем поискового бурения	пог.м	28000
2	Количество проектных скважин	скважина	4
3	Отбор керна	пог.м	720
4	ГИС	пог.м	28000
5	Опробование в колонне	объект	12
6	Лабораторные исследования: -керн -флюидов	образец проба	1480 60

8.ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

8.1. Технические решения по ликвидации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на контрактной территории предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период разведки, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

За основу расчетов по ликвидации скважин должны быть приняты проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованным с территориальным Департаментом по промышленной безопасности.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Министра энергетики Республики Казахстан» №200 от 22.05.2018г

Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, а также ликвидация по геологическим причинам, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствии с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50 м) дизельным топливом (нефтью)

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

8.2. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-2019. Транспортирование цементов осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытуемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-2019.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор – внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

8.3. Технология и типовые расчеты установки цементного моста

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или, собственно, продавочной жидкости при определении ее объема $V_{\text{п}}$ следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1-\Delta V)$$

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3$$

где V_T - внутренний объем колонны заливочных труб, м³; ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, м; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м²; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 8.3.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = H S_c + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где S_c - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 8.3.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Таблица 8.3.1

Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффици- циенты	Для бурильных труб с высаженным внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	-	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	-	0,02	-
C_5	0,40	-	0,40	-
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака

заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_{м} + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_{\kappa}} \quad (3)$$

где $V_{см}$ - объем зоны смешения, $м^3$; S_{κ} - площадь кольцевого сечения скважины, $м^2$; C_6 - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

$$\text{для первой порции } V_1 = C_4 V_T + C_5 H_m S_{\kappa} \quad (4)$$

$$\text{для второй порции } V_2 = C_4 V_{\Pi}$$

где C_4 и C_5 - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве.

8.4. Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ

Продолжительность работ по ликвидации 1 (одной) скважины из опыта аналогичных работ составляет 240 часов, в том числе рекультивация земли техническая и биологическая.

№п/п	Наименование работ	Продолжительность, в сутки
1	Ликвидация скважины	26
2	Рекультивация земли	
3	техническая	2
4	биологическая	2
	Всего	30

Виды работ при ликвидации скважин

Код	Описание работы	Время (час)
A001	Смонтировать подъемную установку	240
A001	Установить превентор	6
A001	Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	4
A001	Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	4
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста	2
A001	Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	5
A001	Промывка, подъем с выкидом НКТ	3

A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
A001	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	8
A001	Демонтаж станка КРС	240
A001	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	14
	Итого	624

Виды работ по технической рекультивации земли

Код	Описание работы	Время(час)
A001	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	14
A001	Вывоз загрязненного грунта, мусора	8
A001	Планировка площадки	12
A001	Сбор, резка и вывоз металлолома	4
A001	Транспортировка машин и механизмов	10
	Итого	48

Виды работ по биологической рекультивации земли

Код	Описание работы	Время(час)
A001	Вспашка	14
A001	Предпосевное боронование в 2 сл.	8
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Разбрасывание минеральных удобрений	8
A001	Транспортировка минеральных удобрений	10
	Итого	48

8.5. Подготовка к работам по ликвидации скважин

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

8.6. Разработка плана изоляционных работ скважин

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- 1) способ установки цементного моста – на равновесие,
- 2) метод установки – с контролем по объему,
- 3) заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- 4) продавочная жидкость – буровой раствор.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- 1) перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- 2) демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- 3) установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- 4) закачка буферной жидкости №1;
- 5) закачка цементного раствора;
- 6) закачка буферной жидкости №2;
- 7) закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- 8) подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- 9) герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).
- 10) срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- 10) разгерметизация устья;
- 11) подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- 12) стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- 13) спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- 14) испытание моста на прочность разгрузкой;
- 15) испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью).

8.6.1. Подготовка к работам по ликвидации скважины

Планирование работ по установке цементных мостов:

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (2), (1), (4), и (3). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

8.6.2. Порядок оформления документов на ликвидации скважин

Утвержденный Заказчиком и согласованный АСС план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2м x 2м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном

пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли хранятся у Недропользователя.

Ликвидация последствий разведки углеводородов по окончанию разведочных работ (в пределах геологического отвода) на участке Нуралы Западный будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважин (установка тумб и реперов);
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с вывозом за пределы участка (при наличии);
- техническая и биологическая рекультивация земли (подъездных дорог и приустьевых площадок);
- утилизация отходов.

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих ликвидации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию скважин и других производственно-хозяйственных объектов и сооружений, а также на рекультивацию использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

Все расходы, связанные с ликвидацией последствий недропользования на Контрактной территории, возлагаются на самого Недропользователя.

В рамках настоящего «Проекта...» проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию/консервацию скважин, а также на рекультивацию промышленно использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

Все произведенные в рамках настоящего проекта экономические расчеты являются прогнозными. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется согласно «Нормативно-технический документ по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам», (далее НТД) МЭ №27-н/к от 17.01.2025г.(далее НТД)

8.7. Стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 108, 042млн.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения приведена в таблице 8.7.1.

Таблица 8.7.1

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин

Сметный расчет стоимости строительства в сумме			108,042	млн.тенге
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на участке Жаркамыс Западный II				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, млн. тенге	Количество скважин	Всего, млн. тенге
1	Ликвидация скважин	54,021	2	108,042
	Всего по сводному сметному расчету			108,042

8.8. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Таким образом затраты на рекультивацию земли одной скважины – 3014,4 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения приведена в таблице 8.8.1.

Таблица 8.8.1

Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли

Сметный расчет стоимости строительства в сумме			3014,4	тыс. тенге
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на участке Жаркамыс Западный II				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс. тенге
1	Рекультивация земли одной скважины	1507,2	2	3014,4
	Всего по сводному сметному расчету			3014,4

8.9. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации последствий разведки углеводородов

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 40 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 368,78тонн, согласно таблицы 8.9.1-8.9.3

В таблице 8.9.1 представлены характеристика используемых насосно-компрессорных труб (НКТ)

Таблица 8.9.1

Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Интервал		Характеристика трубы					Масса ,т
установки		номин.	тип	марка	толщина	теоретичес	
секции, м		наружн.		(группа	стенки,	кая	
от (верх)	до (низ)	диаметр, мм		прочност и) стали	мм	масса 1 п.м, кг/м	
0	7000	88,9	НКТ		10,92	23,07	161,5

На устье скважин установлена фонтанная арматура типа АФК6-65/65х105

Техническая характеристика фонтанной арматуры представлена ниже в таблице 8.9.2

Таблица 8.9.2

Техническая характеристика фонтанной арматуры

Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
				единицы	суммарная
АФК6Д 80/65х105 К3	ГОСТ 13846-2003	1	105,0	4,5	4,5

Таблица 8.9.3

Расчет общей массы металлолома

Наименование	Единица измерения	Количество	Масса, т	Общий вес, тонна
НКТ	шт	2 скв	161,5	322,98
АФК6Д 80/65х105 К3	шт	2 скв	4,5	9
РГС-50м3	шт	4	9,2	36,8
Итого				368,78

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$40\,000 \text{ тенге} * 368,78 \text{ тонн} = 14751200 \text{ тенге}$$

8.10. Расчет ликвидационных отчислений

В соответствии Нормативно-технический документ по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам стоимость ликвидации месторождения рассчитывается по формуле 1:

$$\text{Слм} = \text{Слс} + \text{Срез} + \text{Сэп} - \text{Дл} \quad (1)$$

где,

Сл», — Стоимость ликвидации;

Слс — Затраты на ликвидацию скважин;

срз — Затраты на техническую рекультивацию нарушенных при разработке месторождения земель;

Сэп — Платы за негативное воздействие на окружающую среду: за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сбросы загрязняющих веществ,

образующиеся в процессе демонтажных работ, а также платежи за

захоронение отходов и размещение серы в открытом виде на серных картах;

Дл — Доход при проведении ликвидационных работ.

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Жаркамыс Западный II представлен в таблице 8.10.1

Таблица 8.10.1

Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	108042
Рекультивация земли	тыс. тнг.	3014,4
Платы за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. тнг.	746,63
Итого	тыс. тнг.	111803,03
НДС 12%	тыс. тнг.	13416,3636
Всего стоимость затрат по ликвидации последствий разведки углеводородов, с учетом НДС	тыс. тнг.	125219,3936
Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс. тнг.	14751,2
Отчисления, подлежащие выплате	тыс. тнг.	110468,194

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Охрана здоровья, труда и окружающей среды являются важнейшими аспектами в работе.

Весь персонал должен пройти медицинское освидетельствование при приеме на работу. По рекомендации медицинских служб должны быть предприняты профилактические меры по иммунизации и предотвращению заболеваний. Персонал, занятый работами, связанными с опасностью для здоровья (например, шум, напряжение, работа с химикатами и т.д.) должен регулярно проходить медицинский осмотр для освидетельствования возможного заболевания или получения повреждения. Отсутствие персонала на рабочем месте по причине заболевания должно быть подтверждено медицинским работником или общественным учреждением.

Употребление или нахождение под воздействием алкоголя, наркотиков и других токсических средств на рабочем месте, в железнодорожном или автомобильном транспорте при транспортировке к месту работ и обратно, в рабочее время запрещено.

Руководители и ответственные работники должны действовать строго в соответствии с должностными инструкциями.

Региональный менеджер несет полную ответственность за выполнение политики ОЗТОС и координирует работы по эвакуации в аварийных случаях. Начальник буровой находится на территории работ и несет полную ответственность за соблюдение стандартов и требований руководств по ОЗТОС, наблюдает за качеством данных и руководит выполнением производственных задач. Он помогает организовать работу всех подразделений путем проведения собраний, а также на индивидуальной основе с начальниками отрядов, топографом, механиком и инженером по ОЗТОС.

Инженер ОЗТОС всегда должен быть на месте для соблюдения всех требований по технике безопасности, охраны окружающей среды при проведении работ. Советники / ответственные работники ОЗТОС должны быть компетентны, иметь достаточный опыт для выполнения своих обязанностей, обладать всеми знаниями руководства ОЗТОС.

Медицинское сопровождение должно быть организовано надлежащим образом для проведения работ. Должно быть обеспечено необходимое оборудование, медикаменты, медицинские аптечки по оказанию первой помощи.

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

Обязательным является инструктаж работников по рабочим процедурам, правилам практической безопасности и использования средств индивидуальной защиты (СИЗ), обязанностей на случай возникновения ЧС и действующих правил. Все работники должны пройти необходимое обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте перед началом работ, кроме того, предусматривается проведение регулярного дополнительного инструктажа во время работ. Курс обучения и инструктажа должен включать в себя требования местного законодательства, правила Заказчика, политику и процедуры ОЗТОС подрядчика.

Должна быть налажена система расследования несчастных случаев и инцидентов на месте и системы отчетности. Заказчик должен быть немедленно информирован о несчастном случае, угрожающем инциденте или едва не случившемся инциденте.

Вахтовый поселок должен занимать минимальную площадь, однако, с соблюдением всех требований ОЗТОС. По возможности, максимально должны использоваться природные расчищенные площадки. Также максимальным образом должна сохраняться растительность на месте расположения вахтового поселка.

Удобная, безопасная и защищенная устанавливаемая электрическая система должна соответствовать общепризнанным стандартам. Особое внимание должно быть уделено заземлению, изоляции, распределению максимальной токовой защиты и устройств остаточного тока. Ответственным за обслуживание электрической системы должен быть назначен человек, имеющий соответствующую квалификацию.

Места проживания персонала должны быть устроены таким образом, чтобы обеспечить защиту от ветра, дождя и экстремальных температур, а также достаточную защиту от насекомых. Весь персонал (мужской и женский) должен быть обеспечен соответствующим количеством удобных туалетов и душевых. Участки проведения ремонтных работ должны иметь достаточный размер и иметь соответствующие оборудования для проведения срочных ремонтов и каждодневного техобслуживания.

Гигиена должна постоянно поддерживаться на высоком уровне. Особое внимание должно быть уделено приготовлению пищи и качеству питьевой воды. Задача хозяйственно-бытовой службы – организовать должный уровень обслуживания на протяжении всего периода работ, при этом особое внимание должно уделяться правильному хранению, контролю и уничтожению отходов.

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и квалификацию. Все приборы и оборудования должны быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где

это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

Весь персонал должен носить одежду, соответствующую для проведения текущих работ, погодных условий и условий окружающей среды.

При необходимости, связанной с организацией безопасного ведения работ персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. С ним относятся защитная одежда, защитные средства для глаз, лица и волос, защитная обувь, жесткие головные уборы (каска), теплозащитные средства, респираторы и т.д. СИЗ должны применяться в соответствующих условиях проведения работ, согласно указаниям, инструкциям и общепринятой практике и меняться по мере их износа.

Должно быть обеспечено соответствующее оборудование для спасения жизни, противопожарные средства, средства эвакуации и медицинское оборудование, необходимое на случай ЧС. Все перечисленное оборудование должно быть зарегистрировано. Местоположение оборудования должно быть четко указано.

Предупреждающая надпись об ограничении доступа должна быть помещена на внешней части ограждения на месте проведения горячих работ (сварка, резка, дробление).

Соответствующие стандарты и процедуры ОЗТОС должны применяться в отношении контроля, безопасной переноски, хранения, транспортировки и распоряжения опасных материалов (включая отходы). Меры контроля включают в себя предупреждающие / идентифицирующие надписи, противопожарную защиту, безопасные дистанции, предотвращение разлива, вентиляцию, сегрегацию несовместимых материалов, регулярные проверки / инспекции, оборудование скорой помощи, обучение персонала использованию СИЗ.

Специальные средства защиты от шума должны быть использованы там, где уровень шумов постоянно превышает 90 дБ.

Должны быть приняты меры для максимального снижения уровня пыли, для того, чтобы обеспечить людям безопасную среду на рабочем месте.

Респираторные средства защиты должны применяться там, где персонал подвержен потенциальной опасности токсического загрязнения воздуха при выполнении своих обязанностей или в местах с недостатком кислорода.

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизирована. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ место расположения вахтового поселка должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.

Санитарно-бытовое обслуживание

В каждом производственном подразделении предприятия будут устроены бытовые помещения, оборудованные душевыми кабинами, для хранения и сушки одежды. На всех объектах предприятия будут организованы медпункты, оборудованные всеми необходимыми средствами для оказания первой помощи.

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253. Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

Противопожарные мероприятия

Площадка работ будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности.

Обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

- соблюдению требований пожарной безопасности, а также предписаний и иных законных требований органов противопожарной безопасности;
- проведению противопожарной пропаганды, а также обучению своих работников мерам пожарной безопасности;
- содержанию в исправном состоянии системы и средств пожаротушения, не допущения использования их не по назначению;
- оказанию содействия в установлении причин и условий возникновения и развития пожаров, а также выявлению лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров.

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

- Строительно-монтажные и подготовительные работы.
- Бурение разведочных скважин.

- Испытание скважин.
- Консервация и ликвидация скважин.

Согласно Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, минимальный размер СЗЗ предусматривается размером 500 м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать ГОСТу 12.1.005-88.

Для проведения геологоразведочных работ на площади земельный отвод на одну скважину определяется согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Экологическая оценка воздействия на окружающую среду

Проведению разведочных работ по оценке обнаруженной залежи должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая процедуру оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- «Экологическим Кодексом РК»;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным Кодексом РК»;
- «Кодексом о здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 г.;
- Законом «О гражданской защите»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан.

Обустройство участка бурения будет произведено с учетом требований правил техники безопасности и охраны окружающей среды, равно как с учетом задач эксплуатации и материально-технического снабжения, для полного обеспечения возможности выполнения работ в процессе строительства скважины. Подъездные дороги обеспечивают безопасные раздельные въезд и выезд с буровой.

Площадка для буровой установки будет спланирована с учетом естественного уклона местности, типа почвенного покрова и литологического состава почво-грунтов, глубины залегания уровня грунтовых вод. Емкости для бурового раствора и воды, емкости под дизтопливо и масло, и другое буровое оборудование будет размещаться на фундаменте из плит многократного использования.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции загрязняющих веществ в природные объекты предусматриваются инженерная система организованного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок.

Строительно-монтажные работы. На этом этапе выполняется строительство дороги, сооружение насыпных площадок для размещения сооружений и строительство инженерного сооружения для сбора отходов бурения. На территории буровой производится выравнивание ее микрорельефа путем отсыпки песком и гравием (со снятием плодородного слоя грунта и перемещением грунта на расстояние).

После завершения этих работ территория будет готова к приему и размещению грузов, монтажу буровой установки, оборудования, вспомогательных сооружений, инженерных коммуникаций.

Основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами строительной техники, изменение микрорельефа территории работ, образование техногенных форм рельефа, а также нарушение и погребение почвенно-растительного покрова на ограниченных площадях под насыпными основаниями.

Подготовительные работы к бурению. На буровой будут осуществляться доставка буровой установки, ее монтаж. Для доставки буровой установки и материалов будет использована дорога к буровой с твердым покрытием, а все работы по монтажу буровой установки будут выполняться в пределах буровой площадки. Поэтому основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами транспортной и грузоподъемной техники.

Бурение и крепление колонн. Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Выбор породоразрушающих инструментов произведен, согласно «Протокола испытания шарочных долот» с учетом проектного разреза и фактической отработки долот по ранее пробуренным скважинам.

Крепление скважины обсадными колоннами согласно проектным данным должно производиться в соответствии СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин».

Скважины укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов и ограничения тех участков скважины, где могут неожиданно встретиться какие-либо проявления нефти и газа.

Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

На современном уровне развития нефтедобывающей отрасли важное значение приобретает проблема совершенствования технологии приготовления бурового раствора и его подбора.

Тип бурового раствора и его параметры по интервалам бурения подобраны, исходя из горно-геологических условий бурения с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду.

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

- использования небольшого количества материалов;
- не загрязняющими продуктивный пласт;
- обладающей большой способностью выносить выбуренную породу при малой скорости движения жидкости в кольцевом пространстве;
- минимальное содержание твердой фазы;
- приводящий к целостности ствола;
- безвредный для окружающей среды.

Экологические показатели применяемых при бурении скважин компонентов буровых растворов имеют такие токсикологические характеристики, которые разрешены к использованию их в геологоразведочной и нефтегазодобывающей промышленности.

Транспортировка химических реагентов предусматривается в исправной таре (в крафт-мешках, бочках). Сыпучие химреагенты в крафт-мешках хранятся в специальных закрытых помещениях.

Согласно проектным данным предусмотрено хранение бурового раствора в металлических емкостях, исключающих его утечку.

Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе. Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, то есть из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические емкости, из них насосами подается в скважину.

Площадка под агрегатно-высечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется, с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специальную обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения загрязнения почвы со сточными водами случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом уклоном в сторону специальной емкости.

Источниками техногенного воздействия на окружающую среду на этапе бурения будут являться:

- передвижные и стационарные двигатели внутреннего сгорания;
- горюче-смазочные материалы;
- технологическое оборудование;
- вещества и материалы, используемые для приготовления и кондиционирования буровых технологических жидкостей (бурового и тампонажного растворов, буферных жидкостей);

- отходы бурения;
- твердые бытовые отходы;
- пластовые флюиды, в том числе углеводородные с сероводородом (в случае нефтегазоводопроявления).

Этот этап характеризуется интенсивным водопотреблением. Отличительной особенностью этого этапа является использование для промывки скважины раствора на углеводородной (минеральной) основе. Этот раствор и загрязненный им буровой шлам являются потенциальными источниками загрязнения атмосферного воздуха (испарение легких фракций углеводородов) и грунта на территории буровой площадки почв за ее пределами (в случае миграции углеводородов за пределы буровой площадки, например за счет смыва их атмосферными осадками). Возможно вторичное загрязнение окружающей среды при транспортировке нефтесодержащих отходов для захоронения.

Испытание скважины. На испытание каждого объекта составляется технический акт в установленном порядке. Количество испытаний и их интервалы уточняются по результатам анализов шлама и ГИС геологической службой.

По результатам ГИС решается вопрос о целесообразности спуска эксплуатационной колонны и уточнения объектов для испытания. Это решение оформляется протоколом геолого-технического совещания с участием представителей геофизической службы.

Перед проведением работ по испытанию скважин на продуктивность устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой, опрессованной на полуторократное рабочее давление.

Вскрытие объектов производится перфорацией эксплуатационной колонны корпусными кумулятивными перфораторами. Перед проведением перфорации на скважине должен быть запас бурового раствора не менее двух объемов.

После проведения перфорации в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы до середины интервала перфорации.

Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны быть в соответствии с Требованиями промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли.

Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности раствора нефтью. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать не менее 24 часов для очистки. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах проводится путем солянокислотной обработки пласта, либо по решению Заказчика может использоваться ГРП (гидроразрыв пласта).

При получении притока пластового флюида скважина исследуется согласно действующим инструкциям не менее чем на трех режимах.

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;

- исследование продуктивности скважин методом восстановления давления и методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм по каждому вскрытому пласту;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

Интервалы испытания уточняются по комплексу данных исследований проектируемых скважин геологической службой.

В случае обнаружения залежей углеводородов при испытании скважины будет осуществлен вызов притока из пласта и работа на факел. В случае высокого дебита скважины, и возможного большого газового фактора и наличие в нефтяном газе сероводорода, этот этап может стать самым значимым с точки зрения загрязнения атмосферного воздуха. По завершении работ по освоению и гидродинамическому исследованию скважины проводится контроль воздуха рабочей зоны на наличие сероводорода и проверка герметичности устьевого арматуры.

Консервация или ликвидация скважины. После проведения испытания Заказчиком принимается решение о её консервации до организации промысла или ликвидации при отсутствии признаков нефти.

Во всех случаях составляются планы проведения работ по консервации или ликвидации согласно Типовых проектов на данные виды работ, которые согласовываются с Департаментом по ЧС, инспекцией геологии и недропользования и другими контролирующими органами соответствующей области.

При подготовке буровой площадки предусматривается снятие плодородного слоя и хранение до рекультивационных работ, проводимых по окончании бурения скважины. Согласно РД 39-0148052-518-86 «Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ», районы подразделяются на различные зоны в зависимости от ландшафта, рельефа, растительного покрова и других географических особенностей.

При консервации или ликвидации скважины следует строго руководствоваться разработанным Заказчиком Проектом ликвидации, согласованным с теми же организациями.

При ликвидации скважины ствол ее заполняется буровым раствором удельного веса, на котором велось вскрытие возможно продуктивной толщи.

Цементные мосты или пакеры устанавливаются против проницаемых горизонтов и на устье скважины.

Водоснабжение и водоотведение

Строительство и бурение скважины характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые,

питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении буровых работ будет использоваться вода питьевого качества.

На приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, на испытание скважины, мытье оборудования, рабочей площадки и другие технологические нужды будет использоваться техническая вода.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. Снабжение питьевой водой обслуживающего персонала, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылках блоками. Воду будут поставлять согласно договору, подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г.

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5 \text{ м}^3$), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001 г принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Технического проекта на строительство скважин».

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Отходы производства и потребления

Состав бурового шлама зависит от состава бурового раствора, а также методов бурения скважин и типов пород, через которые осуществляется бурение.

Транспортировка химических реагентов предусматривается в надёжной таре (в крафт-мешках, бочках). Сыпучие химреагенты в крафт-мешках хранятся в специальных закрытых помещениях.

Согласно проектным данным предусмотрено хранение бурового раствора в металлических емкостях, исключающих его утечку.

Под действием гравитации и вследствие более высокой плотности буровой шлам оседает на дно накопителя отходов бурения. Шлам в процессе бурения и выбуренная порода на этапе строительства будут собираться в гидроизолированное инженерное сооружение для сбора твердой и жидкой фазы бурения с последующим вывозом отходов на полигон отходов согласно договора с подрядной организацией.

Объем образующегося бурового шлама при прочих равных условиях зависит от коэффициента кавернозности ствола скважины и коэффициента разуплотнения выбуренной породы. Проектом на строительство скважины предусмотрено использование буровых растворов, которые максимально снижают разупрочнение пород и растворение солевых пород. Благодаря этому значения коэффициентов кавернозности и разуплотнения не будут превышать принятые величины. Соответственно, фактический объем бурового шлама не будет превышать расчетный объем.

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

Основными сценариями аварий при проведении работ на месторождении могут являться: отказ работы аварийной и запорной арматуры, создание избыточного давления в емкостях, повышение температуры в системах, разрыв резервуаров, разлитие топлива, пожар, взрыв.

Для снижения риска возникновения аварий и снижения ущерба от их последствий, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий, разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

План содержит требования об оповещении и действиях персонала, необходимых для проведения аварийных работ с целью защиты персонала, объектов и окружающей среды.

Первоочередные и последующие действия разработаны для каждого объекта, установки, системы в случае: пожара, дорожно-транспортных происшествий, несчастного случая с людьми, угрозы взрыва.

Планы должны согласовываться в областном территориальном управлении охраны окружающей среды. В планах предусмотрено

комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создания средств перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды, строго контроля опасных концентраций токсичных веществ на территории объекта, создание систем аварийного отключения.

Для предотвращения опасности аварийных выбросов из разрушенных или горящих объектов предусматривается обеспечение прочности и эксплуатационной надежности всех систем объекта. Надежность оборудования в целом определяется при их выборе и заказе.

Также предусмотрен ряд мер и мероприятий по технике безопасности, санитарии, пожарной безопасности с целью исключения возникновения аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте строительства, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

Для борьбы с возможным пожаром предусматривается достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

При проведении работ предотвращение выбросов вредных веществ при вскрытии продуктивных горизонтов производится созданием противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление.

Противовыбросное оборудование обеспечивает безопасное и надежное вскрытие продуктивных отложений, соответствующее требованиям законодательства.

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется «Методическими рекомендациями по контролю воздушной среды» (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39). Для контроля на объекте будут находиться не менее 2 переносных газоанализаторов.

При осложнениях во время буровых работ, предусматривается закрытая циркуляция бурового раствора с одновременным принятием мер по ликвидации осложнений. Также предусматривается контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

Для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами от дизельных генераторов необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру.

На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами).

Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.

- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

- Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

- Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).

- Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.

- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

- Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану, составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;

- строгое соблюдение технологии;

- запрещение кормления и приманки диких животных;

- запрещение браконьерства и любых видов охоты;

- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;

- работы по восстановлению деградированных земель.

- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;

- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;

- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Охрана недр

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под

влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов.

Существенное воздействие на геологическую среду оказывает бурение скважин. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов преимущественно техногенно-переотложенных и техногенно-образованных.

Бурение скважины действует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород).

Воздействие «сверху» происходит при обустройстве и включает работы, связанные с освоением территорий (отсыпка основания, прокладкой коммуникаций, строительством дорог и т.п.).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основными механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой.

Воздействие на геологическую среду «снизу» происходит при бурении скважин.

При бурении часть промывочной жидкости поступает из ствола скважины в водоносные горизонты, загрязняя их. Иногда поглощение буровых растворов имеет катастрофический характер. Основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах.

Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды.

Изменяются пластовые гидродинамические и термодинамические условия. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. При этом происходят существенные изменения в водоносных горизонтах. При бурении нарушается поверхностный и подземный сток, изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов.

Также возможны местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры.

Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, «образование антропогенных грифонов и гейзеров».

В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных, гидродинамических, термических, геохимических и др. Глубина изменения геологической среды может достичь несколько километров

Оценка воздействия на геологическую среду дана на основе анализа проектных решений с учетом опыта проведения буровых работ.

Намечаемая хозяйственная деятельность не вызовет существенных изменений геологической среды. Земляные работы имеют временный характер. Общего изменения мощности слоя пород зоны аэрации не произойдет. Воздействие оценивается как незначительное.

В условиях близкого залегания грунтовых вод незначительные нарушения микрорельефного залегания почв вызовут изменения температурного и водного режимов.

Поверхностные механические нарушения не имеют площадного характера и связаны с земляными работами по прокладке дороги и формировании площадки. Данные работы не приведут к образованию новых форм рельефа, существенному перераспределению поверхностного стока и нарушению режима подземных вод ввиду незначительного объема перемещаемого грунта. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

Изменение химического состава и режима глубоких водоносных горизонтов маловероятно, так как строительство скважин осуществляется с применением передовых технологий и материалов, что сводит к минимуму риск возникновения нештатных ситуаций при которых возможно нарушение герметичности цементирования или иных заколонных проявлений. По данному критерию воздействие оценивается как незначительное.

В процессе бурения скважины предусматривается комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

Проектом бурения скважины предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Ликвидация скважины будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при

разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г № 239. На устье скважины устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

После ликвидации скважины в первый летний сезон будут выполнены работы по рекультивации буровой площадки в соответствии с проектом рекультивации.

Охрана недр включает в себя систему правовых, организационных, технологических, экономических, и других мероприятий направленных на:

- Рациональное и комплексное использование полезного ископаемого.
- Использование оптимальных способов отработки продуктивных пластов.
- Охрана земной поверхности от техногенного (антропогенного) изменения.
- Предотвращение техногенного опустынивания,
- Сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель связанных с бурением скважин.
- Предотвращение загрязнения подземных вод при бурении скважин.
- Использование в производстве нетоксичных материалов.
- Экологически безопасная утилизация, захоронение остатков отходов бурения.
- Очистка и использование промышленных и хоз-бытовых стоков в повторных циклах.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Продолжительность строительства скважины приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на аналогичных площадях.

Продолжительность цикла бурения и испытания одной скважины с проектной глубиной 7000 м, составит 565 суток и состоит из 3-х этапов:

- монтажные и демонтажные работы – 40 суток;
- подготовительные работы – 5 суток;
- бурение и крепление скважины – 250 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток).

Таблица 10.1.

Расшифровка баланса времени на одну скважину

Наименование работ	Час	Сутки
Подготовительные работы к бурению	120	5
СМР (строительно-монтажные работы)	480	20
Бурение и крепление	6000	250
Испытание	6480	270
Демонтажные работы	480	20
Итого на одну скважину	13560	565

Испытание и освоение перспективных объектов будет проводиться с использованием подъемного агрегата КРС, грузоподъемностью более 150 тонн.

Более подробная расшифровка баланса времени на одну скважину приведена в таблице. 10.2

Таблица 10.2.

Подробная расшифровка баланса времени на одну скважину

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса, операции, сут		
	объект		
	1	2	3
ПЗР перед испытанием	2,1	2,1	2,1
Шаблонировка эксплуатационной колонны	0,6	0,6	0,6
Перфорация обсадной колонны	2,1	2,1	2,1
Вызов притока	1,7	1,7	1,7
Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследования	72,6	72,6	72,6
Работа после интенсификации притока из пласта	6,9	6,9	6,9
Задавка скважины	0,8	0,8	0,8
Установка цементного моста	3,2	3,2	3,2
Итого	90	90	90
Суммарная по объектам	270		

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Общие финансовые затраты с учетом затрат на проектные работы, бурения и освоения скважин приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1.

Рабочая программа геологоразведочных работ на участке Жаркамыс Западный II

Годы	Наименование планируемых работ	Объем работ	Стоимость работ, млн.тг
1	2	3	4
2025	Разработка "Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный -II включая ОВОС".	проект	5
	Подготовка проекта ликвидации последствий разведки углеводородов на участке Жаркамыс Западный -II с пред ОВОС и общественными слушаниями.	проект	3
	Проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ объемом 500 пог.км	пог.км	1 400
	Обработка и интерпретация полевых детальных сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ в объеме 500 пог.км.	отчет	133
	Отчет «Анализ и обобщение ранее проведенных геологоразведочных работ по контрактной территории».	отчет	10
	Разработка Технического проекта на строительство поисковой скважины ЖЗ-1 с проектной глубиной 7000м по результатам сейсморазведки 2Д-МОГТ на участке Жаркамыс Западный -II.	проект	10
	ИТОГО		1561
2026	Бурение и испытание поисковой независимой скважины ЖЗ -1 с проектной глубиной 7000м по результатам сейсморазведки 2Д-МОГТ на участке Жаркамыс Западный -II.	скв.	35 000
	Разработка Технического проекта на строительство поисковой скважины ЖЗ-2 с проектной глубиной 7000м по результатам бурения скважины ЖЗ-1 и сейсморазведки 2Д-МОГТ на участке Жаркамыс Западный -II.	проект	10

	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный -II	отчет	2
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковой скважины по участку Жаркамыс Западный -II	отчет	2
	ИТОГО		35014
2027	Бурение и испытание поисковой зависимой скважины ЖЗ -101 с проектной глубиной 7000м по результатам бурения скважины ЖЗ-1 на участке Жаркамыс Западный -II.	скв.	35 000
	Бурение и испытание поисковой независимой скважины ЖЗ -2 с проектной глубиной 7000м по результатам бурения скважины ЖЗ -1 и сейсморазведки 2Д-МОГТ на участке Жаркамыс Западный -II.	скв.	35 000
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный -II	отчет	2
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковой скважины по участку Жаркамыс Западный -II	отчет	2
	ИТОГО		70 004
2028	Бурение и испытание поисковой зависимой скважины ЖЗ -201 с проектной глубиной 7000м по результатам бурения скважины ЖЗ-2 на участке Жаркамыс Западный - II.	скв.	35 000
	Оперативный подсчет запасов по результатам бурения поисковых скважин ЖЗ -1, ЖЗ -101 на участке Жаркамыс Западный - II.	отчет	25
	Составление проекта пробной эксплуатации с ОВОС по скважинам ЖЗ-1, ЖЗ-101 на участке Жаркамыс Западный - II.	проект	25
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный -II	отчет	2
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковой скважины по участку Жаркамыс Западный -II	отчет	2

	ИТОГО		35054
2029	Оперативный подсчет запасов по результатам бурения поисковых скважин ЖЗ-2, ЖЗ-201 на участке Жаркамыс Западный - II.	отчет	25
	Составление проекта пробной эксплуатации с ОВОС по скважинам ЖЗ-2, ЖЗ-201 на участке Жаркамыс Западный - II.	проект	25
	Авторский надзор за реализацией проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный - II	отчет	2
	Экологический производственный мониторинг при строительстве поисковой скважины по участку Жаркамыс Западный - II	отчет	2
	ИТОГО		54
2030	Составление проекта разведочных работ по оценке залежей углеводородов на участке Жаркамыс Западный - II с проектом пред ОВОС.	проект	15
	ИТОГО		15
	ВСЕГО за 6 лет, в млн. тенге		141702

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Оценка ожидаемых ресурсов нефти

Выполнен прогноз перспективных ресурсов в случае получения положительных результатов при бурении поисковых скважин, с учетом продуктивности близлежащего месторождения Акжар Восточный.

Подсчет перспективных ресурсов нефти

Подсчет перспективных ресурсов нефти производился по формуле:

$V_n = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \gamma_n \cdot \Theta$, где:

V – Геологические запасы нефти, тыс.т;

F – площадь нефтеносности, тыс.м²;

h – нефтенасыщенная толщина, м;

m – коэффициент пористости, доли ед;

β_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед;

γ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;

Θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях.

Площадь вероятных залежей взяты по замкнутой изогипсе в районе проектируемых скважин. Остальные параметры для подсчета перспективных ресурсов, такие как эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности приняты по продуктивным горизонтам месторождения Акжар Восточный.

Подсчитанные объемным методом перспективные ресурсы нефти составили 83531/16706 тыс.т и приведены в таблице 12.1.1.

Таблица 12.1.1

Подсчет перспективных ресурсов по участку Жаркамыс Западный -II

Продуктив ные горизонты	Площадь ловушки, тыс.м ²	Подсчетные параметры взяты по аналогии с месторождением Акжар Восточный					Геологичес кие ресурсы, тыс.т	Коеф-т нефтеизвле чения	Извлекае- мые ресурсы, тыс.т
		Эффект. нефтенас. мощность, м	Коеф-т открытой пористости (доли ед.)	Коеф-т нефтенасы щенности (доли ед.)	Пересчетный коэффициент (доли ед.)	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³			
Район скважины ЖЗ-1									
Пермь	11200	50	0,133	0,654	0,86	0,826	34602	0,2	6920
Карбон	10000	20	0,11	0,73	0,852	0,79	10810	0,2	2162
Итого:							45411		9082
Район скважины ЖЗ-2									
Пермь	8000	50	0,133	0,654	0,86	0,826	24715	0,2	4943
Карбон	8000	20	0,11	0,73	0,852	0,79	8648	0,2	1730
Девон	4400	20	0,11	0,73	0,852	0,79	4756	0,2	951
Итого:							38119		7624
Всего:							83531		16706

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Основные технико-экономические показатели, представленные в настоящем разделе, рассчитаны исходя из объема работ и затрат, планируемых на геологоразведочные работы и заложенные в настоящем «Проекте разведочных работ...», календарного плана бурения проектной скважины, а также ожидаемых результатов от проведенных работ.

Таблица 13.1.

Основные технико–экономические показатели поисковых работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Количество
1	2	3	4
1	Количество проектных поисковых скважин	ед,	4
2	Проектная глубина, горизонт	м	7000 м, С, D
3	Суммарный метраж	м	28000
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст–мес	900
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс.тенге	30 000 000
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс.тенге	4 318,3
7	Общие затраты поисковых работ	тыс.тенге	120 912 400
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, месяц.	6 лет
9	Ожидаемый прирост ресурсов нефти	т	16 706 000
10	Прирост ожидаемых ресурсов нефти на 1 м проходки	т/м	596,64
11	Прирост ожидаемых ресурсов на 1 поисковую скважину	т/скв., тыс. м ³ /скв.	4 176 500
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых ресурсов нефти	тенге /т	7 238

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте приведены общие сведения о районе работ, геолого-геофизическая изученность, геологическое строение разведочного участка, дальнейшие направления поисковых работ, методика проектируемых работ, местоположения проектных скважин, их глубина и задачи, подсчет ожидаемых ресурсов нефти, комплекс геолого-геофизических исследований в скважинах, разработаны требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования по углеводородам, мероприятия по охране недр и окружающей среды, ассигнования на проектируемые работы, основные технико-экономические показатели поисковых работ.

На участке Жаркамыс Западный II проектом предусмотрено проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2D в объеме 500 полн.пог.км., бурение 2-х независимых и 2-х зависимых поисковых скважин с проектными глубинами по 7000 м: независимые скважины - ЖЗ-1, ЖЗ-2, зависимые скважины ЖЗ-101, ЖЗ-201. Местоположение скважин будет уточнено по новым данным сейсморазведки МОГТ-2D.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Опубликованные

1. Воцалевский Э. С., Булекбаев З. Е., Искужиев Б. А. и др. Справочник месторождения нефти и газа Казахстана, Алматы, 1999 г.
2. Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. М.: Недра, 1993г., 247с.
3. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Парагульгов Х.Х. и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана.» Нефть и газ. Том третий. Алматы, 2002 г.
4. «Об утверждении форм отчетов по геологическому изучению недр» (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 25.08.2020 № 200).

Фондовые

5. Булекбаев О.З., Елхова М.В., Кожобаев Н.А. Заключительный отчет по результатам геологоразведочных работ, выполненных СП Актобе Пройсаг Мунай Лтд. на блоке Жаркамыс Западный в 1995-2002 гг. Актобе, 2003.
6. Путинцева Т. Н., Зорин В. В., Бейсембаев Т. Н. «Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «KDO Production» на площади Жаркамыс Западный II в 2009-2010 гг.». Книга, Текст. Текст. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»). Алматы, 2011 г., 191 с.
7. Светличный А. Л., Морозова Н. М., Курманходжаева Ш. К. Отчет по переобработке данных сейсморазведки 2Д по участку Жаркамыс Западный II Отчет. Книга. Текст. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»). Алматы, 2020 г., 68 с.
8. Хитров Д. М., Фатерина О. П., Шевелева Н. Е. Финальный отчет по обработке данных сейсморазведки 2Д по участку Жаркамыс Западный II в глубинной области. Отчет. Книга. Текст. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»). Алматы, 2021 г., 29 с.

Приложение 1

Государственный регистрационный № 5423 - 4BC
от «31» декабря 2024 года

**КОНТРАКТ НА РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ
УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ ЖАРКАМЫС ЗАПАДНЫЙ II
В АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

между

**Министерством энергетики Республики Казахстан
(«Компетентный орган»)**

и

**ЧК «HarmonyOre Mining Co., Ltd»
(«Недропользователь»)**

Астана, 2024 год

Настоящий Контракт на разведку и добычу углеводородов на участке «Жаркамыс Западный II» в Актюбинской области Республики Казахстан (далее – Контракт) заключен между Республикой Казахстан, от имени которой действует Министерство энергетики Республики Казахстан как компетентный орган (далее – компетентный орган) и частная компания «HarmonyOre Mining Co., Ltd» (далее – недропользователь), далее совместно именуемые Стороны «31» декабря 2024 года в соответствии протоколом электронного аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам от 27 ноября 2024 года № 401098.

Содержание

Глава 1. Предмет Контракта	
Глава 2. Срок действия Контракта	
Глава 3. Границы участка недр	
Глава 4. Права Компетентного органа	
Глава 5. Обязанности Компетентного органа	
Глава 6. Права Недропользователя	
Глава 7. Обязанности Недропользователя	
Глава 8. Условия проведения операций по недропользованию	
Параграф 1. Общие условия	
Параграф 2. Охрана недр и окружающей среды, рациональное и комплексное использование недр	
Параграф 3. Налогообложение	
Параграф 4. Ликвидация последствий недропользования и консервация участка недр	
Параграф 5. Учет и отчетность	
Параграф 6. Переход и обременение права недропользования и объектов, связанных с правом недропользования	
Параграф 7. Право собственности на имущество и информацию	
Параграф 8. Участок недр и имущество при прекращении права недропользования	
Глава 9. Контроль за соблюдением Недропользователем условий Контракта	
Глава 10. Ответственность Недропользователя	
Глава 11. Непреодолимая сила	
Глава 12. Конфиденциальность	
Глава 13. Порядок разрешения споров	
Глава 14. Изменение и прекращение действия Контракта	
Глава 15. Заключительные положения	
Приложения к Контракту на разведку и добычу углеводородов:	
Приложение №1 – Минимальные объемы и виды работ по Контракту в период разведки	
Приложение №2 – Пространственные границы участка недр (геологический отвод)	



26

131. Все приложения к Контракту рассматриваются как его неотъемлемые части. При наличии каких-либо расхождений между положениями приложений и самим Контрактом, положения Контракта имеют преимущественную силу.

132. Определения и термины, используемые в Контракте, имеют значения, определенные для них в Кодексе и (или) в соответствующих нормативных правовых актах Республики Казахстан.

133. Отношения Сторон, их права и обязанности, не урегулированные Контрактом, регулируются законодательством Республики Казахстан.

134. Настоящий Контракт заключен 31 (дня), декабря (месяца) 2024 года в городе Астана (Республика Казахстан), уполномоченными представителями Сторон.

135. Юридические адреса и подписи Сторон:

Компетентный орган

Министерство энергетики
Республики Казахстан
Республика Казахстан,
010000, г. Астана,
пр. Кабанбай батыра, 19, Блок А

Вице-министр энергетики
Республики Казахстан

Арымбек К.Б.



Недропользователь

Частная компания «HarmonyOre
Mining Co., Ltd»
Республика Казахстан, 010000,
г. Астана, пр. Мангилик Ел, дом 54,
кв. 221
тел.: +7 702 067 82 46

Директор

Сун Юнюн



Handwritten signatures of the representatives of both parties.

Приложение №1
к Контракту на
разведку и добычу углеводородов
на участке Жаркамыс Западный II
в Актюбинской области Республики Казахстан

Минимальные объемы и виды работ по Контракту в период разведки

№	Наименование	Описание	Сроки реализации	Стоимость в тенге
1	Бурение	Бурение 2 (двух) скважин	2024 - 2028	3 048 300 000
2	Сейсморазведка 2Д	Сейсморазведка 2Д – 500 пог. км.	2024 - 2027	1 524 150 000
Итого				4 572 450 000

По курсу Национального банка Республики Казахстан на 11.12.2024г.
1 USD – 508,05 KZT

Директор



Сун Юнюн

Сун Юнюн

Приложение 2



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____ г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 09 декабря 2024 года Рег. № 96-Р-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен частной компании «HarmonyOre Mining Co., Ltd» для осуществления операций по недропользованию на участке Жаркамыс Западный II на основании решения компетентного органа (Протокола Министерства энергетики Республики Казахстан от 27 ноября 2024 года №401098 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам).

Участок недр расположен в Актюбинской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 8.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	47	25	00	55	48	00
2	47	28	00	55	48	00
3	47	28	00	55	50	00
4	47	35	00	55	50	00
5	47	35	00	55	45	00
6	47	55	00	55	45	00
7	47	55	00	56	00	00
8	47	25	00	56	00	00

Площадь участка недр составляет – 941,68 (девятьсот сорок одна целая шестьдесят восемь сотых) кв. км.

Глубина разведки – до минус 6000 м.

Председатель



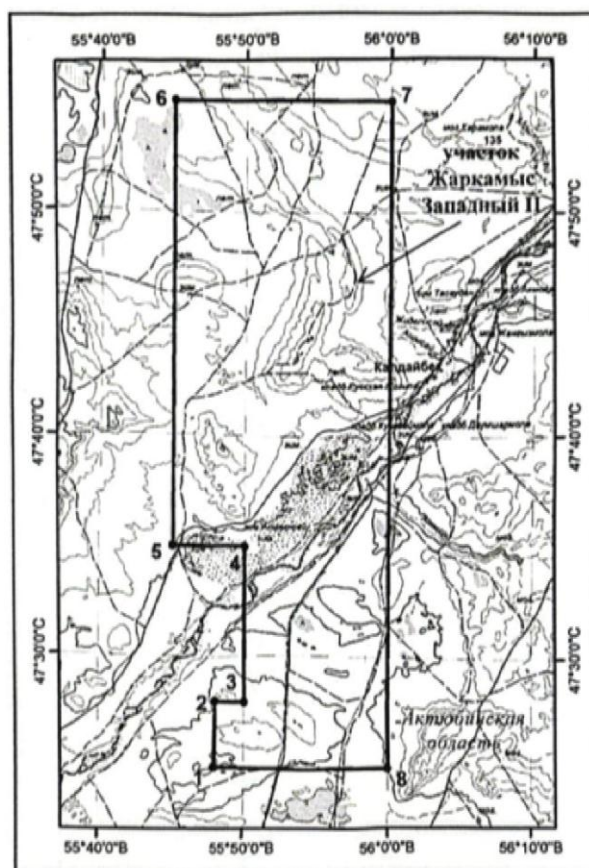
Е. Акбаров

г. Астана,
декабрь, 2024 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____
 на право недропользования
углеводородное сырье
 (вид полезного ископаемого)
разведка
 (вид недропользования)

от «__» _____ 2024 г. Рег. № Р-УВ

Картограмма расположения участка недр Жаркамыс Западный II
 Масштаб 1: 450 000



Условные обозначения

- | | |
|--|----------------------------|
| контур участка недр Жаркамыс Западный II | реки, ручьи (пересыхающие) |
| грунтовые проселочные дороги | горизонтали основные |
| полевые дороги | такыры |
| реки, ручьи (постоянные) | пески |

г. Астана
 декабрь, 2024 г.

Приложение 3

1 - 1

13011325



ЛИЦЕНЗИЯ

18.07.2013 года13011325

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Кен Багдар"

Республика Казахстан, г.Алматы, ул.Пирогова, дом № 31., 210., БИН: 120440009973

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;

(наименование конкретного лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

ГенеральнаяОсобые условия
действия лицензииподвиды работ, разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии

(в соответствии со статьями 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

Министерство нефти и газа Республики Казахстан, Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства нефти и газа Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

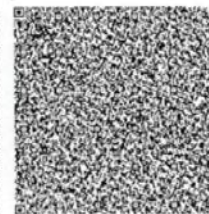
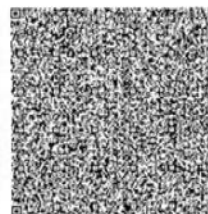
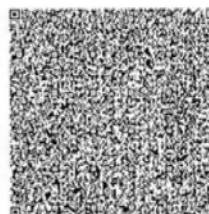
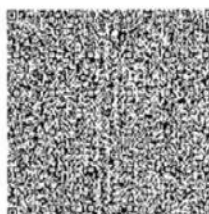
(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)



подпись (для лицензий на бумажных носителях)

Место печати для лицензий на бумажных носителях)

Место выдачи

г.Астана

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолғабы туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 3 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

13011325

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 13011325Дата выдачи лицензии 18.07.2013

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
- Проектирование добыча нефти, газа, нефтегазоконденсата

Производственная база г. Алматы, мкр. Школьный 2, д. 4, кв. 2

(место нахождения)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Кен Багдар"

Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Пирогова, дом № 31., 210., БИН: 120440009973
 (полное наименование, местонахождение, бизнес идентификационный номер юридического лица /
 полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер
 физического лица)

Лицензиар Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе
Министерства нефти и газа Республики Казахстан, Министерство нефти и
газа Республики Казахстан.
 (полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

подпись (для лицензий на бумажных носителях)

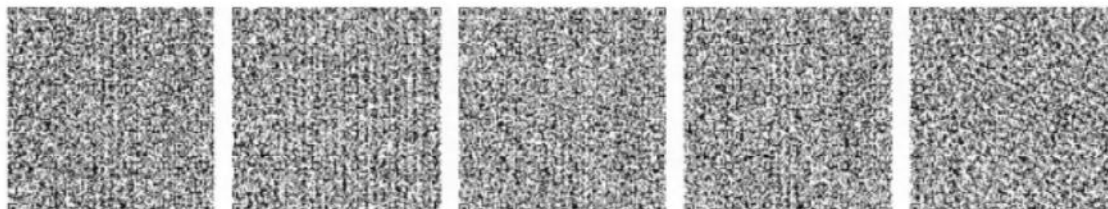


Место печати (для лицензий на бумажных носителях)

Номер приложения к
лицензии 001Дата выдачи приложения
к лицензии 18.07.2013

Срок действия лицензии

Место выдачи г. Астана



Сервисное издание «Электронный журнал» имеет электронную цифровую подпись (ЭЦП) 2003 года и выдается Казахстанской Республикой. Заполнение 2 байтов (или 3 байтов) для подписи и подписи. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Заключение метрологической экспертизы

**«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке
Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской области
Республики Казахстан»**

Контракт №5423-УВС-МЭ РК от 31.12.2024г.

Отв. исполнители:
Битеуова С.А.
Аймагамбетов М.У.

Проект по договору не связан с созданием объектов геологоразведочной техники, и используемая аппаратура не относится к классу измерительной техники, поэтому метрологической экспертизе не подлежит.

«08» апреля 2025 г.

Метролог



Куанышева А.К.

СПРАВКА

**о рассылке «Проект разведочных работ по поиску углеводородов
на участке Жаркамыс Западный II, расположенного
в Актюбинской области Республики Казахстан»**

Контракт №5423-УВС-МЭ РК от 31.12.2024г.

Отв. исполнители:
Битеуова С.А.
Аймагамбетов М.У.

Отпечатано: 4 экз.

Разослано: 4 экз.

№№ п/п.	Организация	Адрес организации	№ экз.	Кол- во экз.
1	ЦКРР МЭ РК	Республика Казахстан, г. Астана, ул. Кабанбай батыра 19	1	1
2	МД «Запказнедра»	Республика Казахстан, г. Актобе, ул. Ш. Калдаякова, 5 «Б»	2	1
3	ЧК «Kazakstan Feng YuanXinMao Energy Ltd.»	Республика Казахстан, г. Астана, район Есиль, ул. Сауран, дом 3/1	3-4	2

ПРОТОКОЛ № 6

геолого-технического совещания ТОО «Кен Бағдар»

г. Алматы

«08» апреля 2025г.

Присутствовали:

Ерболат А. – директор;
Битеуова С.А. – главный геолог;
Аймагамбетов М.У. – ведущий геолог;
Куанышева А.К. – старший геолог;
Шеруенов А.Е. – ведущий инженер.

Повестка совещания:

Рассмотрение **«Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской области Республики Казахстан».**

Слушали: ответственного исполнителя Аймагамбетова М.У.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркамыс Западный II в Актюбинской области Республики Казахстан рег.№5423-УВС-МЭ РК от 31.12.2024г. был заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан (Компетентный орган) и ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd» (Недропользователь).

Контракт заключен на 6 (шесть) лет, состоящий из этапа поиска и действует до 31 декабря 2030 года. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, может быть продлен посредством заключения Сторонами дополнений к Контракту в случаях: продления периода разведки; закрепления подготовительного периода; закрепления периода добычи.

Площадь геологического отвода на право недропользования составляет 941,68 км² (девятьсот сорок один целых шестьдесят восемь сотых квадратных километров). Стратиграфическая глубина изучения – до минус 6000м.

Контрактная территория в региональном тектоническом отношении расположена в пределах Прикаспийской впадины с известным высоким нефтегазоносным потенциалом подсолевых отложений.

На тектонической схеме подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины исследуемая площадь расположена в зоне сочленения Шубаркудукской, Коздысайской и Кенкиякской ступеней, где расположены подсолевые структуры Тобелес, Беттау, Мизгиртау, Мизгиртау Северный, Каражар Северный, Каратюбе, Северный Киндысай.

В пределах геологического отвода Жаркамыс Западный II на представленной структурной карте по кровле подсолевых отложений (отражающий горизонт П1) выделены подсолевые структуры в районе скважин ЖЗ-1 и ЖЗ-2 с минимальными отметками в сводах минус 4840 и 5100 м. Ниже по разрезу структурные поверхности по нижележащим

отражающим горизонтам П2 (кровля каменноугольных отложений), отражающий горизонт ПЗ (кровля среднедевонских отложений) в плане в целом совпадают с отражающим горизонтом П1.

Основанием для составления «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II являются:

- результаты ранее проведенных сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ;
- открытия на сопредельной территории подсолевых месторождений Акжар Восточный и полученные признаки при бурении скважины Г-5 Акжар Восточный в интервале глубин 5675-5820 вскрыт комплекс карбонатных отложений с терригенными пропластками общей мощностью 145 м, предположительно ниже-среднекаменноугольного возраста. Эти породы являются нефтеносными в ряде скважин месторождения Акжар Восточный.

- геологическое задание, выданное ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd» на основании Контракта на разведку и добычу углеводородного сырья.

Основными задачами разведочных работ являются поиски залежей нефти и газа в ассельско-артинских, нижнекаменноугольных и девонских отложениях с оценкой их запасов, определение целесообразности постановки дальнейших работ. Для решения поставленных задач на контрактной территории предусматривается:

- проведение сейсморазведочных работ 2Д МОГТ в объеме 500 пог.км;
- бурение 2-х независимых и 2-х зависимых поисковых скважин с проектными глубинами по 7000 м: независимые скважины - ЖЗ-1, ЖЗ-2, зависимые скважины ЖЗ-101, ЖЗ-201. Местоположение проектных скважин будет уточнено по данным сейсморазведочных работ 2Д МОГТ.

«Проект разведочных работ...» разработан согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)», утвержденного приказом Министерства энергетики РК от 24.08.2018г. №329.

Заслушав и обсудив сообщение Аймагамбетова М.У. и ознакомившись с представленным проектным документом, совещание

Решило:

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской области Республики Казахстан» одобрить.
2. Данный Проект направить Недропользователю ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd» на согласование.

Председатель

Ерболат А.

Секретарь

Куанышева А.



ПРОТОКОЛ № 7
совместного заседания геолого-технического совета
ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd» и ТОО «Кен Бағдар»

г. Астана

« 11 » 04 2025г.

Присутствовали:

От ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd»:

Сун Юнюн – директор, председатель;

Кәдірхан Ылғар – главный геолог;

Касымов Н. – геолог, секретарь.

От ТОО «Кен Бағдар»

Ерболат А. – директор;

Битеуова С.А. – зам. Директора по геологии;

Аймагамбетов М.У. – ведущий геолог;

Шеруен А.Е. – ведущий инженер.

Повестка совещания:

Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской области Республики Казахстан».

Слушали: ответственного исполнителя Аймагамбетова М.У.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркамыс Западный II в Актюбинской области Республики Казахстан рег.№5423-УВС-МЭ РК от 31.12.2024г. был заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан (Компетентный орган) и ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd» (Недропользователь).

Контракт заключен на 6 (шесть) лет, состоящий из этапа поиска и действует до 31 декабря 2030 года. Срок действия Контракта, указанный в пункте 5 Контракта, может быть продлен посредством заключения Сторонами дополнений к Контракту в случаях: продления периода разведки; закрепления подготовительного периода; закрепления периода добычи.

Площадь геологического отвода на право недропользования составляет 941,68 км² (девятьсот сорок один целых шестьдесят восемь сотых квадратных километров). Стратиграфическая глубина изучения – до минус 6000м.

Контрактная территория в региональном тектоническом отношении расположена в пределах Прикаспийской впадины с известным высоким нефтегазоносным потенциалом подсолевых отложений. На тектонической схеме подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины исследуемая площадь расположена в зоне сочленения Шубаркудукской, Коздысайской и Кенкиякской ступеней, где расположены подсолевые структуры Тобелес, Беттау, Мизгиртау, Мизгиртау Северный, Каражар Северный, Каратюбе, Северный Киндысай.

В пределах геологического отвода Жаркамыс Западный II на представленной структурной карте по кровле подсолевых отложений (отражающий горизонт П1) выделены подсолевые структуры в районе скважин ЖЗ-1 и ЖЗ-2 с минимальными отметками в сводах минус 4840 и 5100 м. Ниже по разрезу структурные поверхности по нижележащим отражающим горизонтам П2 (кровля каменноугольных отложений), отражающий горизонт ПЗ (кровля среднедевонских отложений) в плане в целом совпадают с отражающим горизонтом П1.

Основанием для составления «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II являются:

- результаты ранее проведенных сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ;
- открытия на сопредельной территории месторождения Акжар Восточный и полученные признаки при бурении скважины Г-5 Акжар Восточный в интервале глубин 5675-5820 вскрыт комплекс карбонатных отложений с терригенными пропластками общей мощностью 145 м, предположительно нижне-среднекаменноугольного возраста. Эти породы являются нефтеносными в ряде скважин месторождения Акжар Восточный.
- геологическое задание, выданное ЧК «HarmonyOre Mining Co. Ltd» на основании Контракта на разведку и добычу углеводородного сырья.

Основными задачами разведочных работ являются поиски залежей нефти и газа в ассельско-артинских, нижнекаменноугольных и девонских отложениях с оценкой их ресурсов, определение целесообразности постановки дальнейших работ. Для решения поставленных задач на контрактной территории предусматривается:

- проведение сейсморазведочных работ 2Д МОГТ в объеме 500 пог.км;
- бурение 2-х независимых и 2-х зависимых поисковых скважин с проектными глубинами по 7000 м: независимые скважины - ЖЗ-1, ЖЗ-2, зависимые скважины ЖЗ-101, ЖЗ-201. Местоположение проектных скважин будет уточнено по данным сейсморазведочных работ 2Д МОГТ.

«Проект разведочных работ...» разработан согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)», утвержденного приказом Министерства энергетики РК от 24.08.2018г. №329.

Заслушав и обсудив сообщение Аймагамбетова М.У. и после обмена мнениями,

Совещание решило:

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркамыс Западный II, расположенного в Актюбинской области Республики Казахстан» одобрить.
2. Проект направить в уведомительном порядке в ЦКРР РК.

Председатель

Сун Юнюн

Секретарь

Жасымов

Касымова Н.



Заключение скрининга воздействия намечаемой деятельности