ТОО «TUMAR PETROL»
ТОО «Мунайгазгеолсервис»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «TUMAR PETROL»
_____ Д.Б. Солтыбеков
“_____”_____2023 г.

ПРОЕКТ
разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г.

Книга 1. Текст

Авторы :
В.А. Грибков
И.Ш. Абдуллаев

Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис» **А.Б. Бигараев**
к.г-м.н

г. Алматы, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Генеральный директор, к.г-м.н.	Бигараев А.Б.
Главный геолог	Грибков В. А.
Главный геофизик	Абдуллаев И.Ш.
Ведущий инженер	Жумабек С.У.
Ведущий геолог	Мартынов В.В.
Инженер-программист	Ким В.В.

Общие сведения о проекте.

Бигараев А.Б., Грибков В.А., Абдуллаев И.Ш. и др.

«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г».

Книга и папка с графическими приложениями

Книга I - текст 87 страниц, 33 таблицы, 4 рисунка, 5 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 12 приложений на 12 листах.

Организация-составитель: ТОО «Мунайгазгеолсервис», 050000, г.Алматы, Алмалинский район, ул. Гоголя, д. 86, БЦ «Казжол», офис 708 и 723.

Генеральная лицензия №20010247 от 16.07.2020 г.

Адрес объекта исследований: Улытауская область Республики Казахстан.

Организация – заказчик проекта: ТОО «TUMAR PETROL»

Контракт**:** №5128-УВС, от 08.11.2022г, на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Сарылан в области Улытау Республики Казахстан.

Реферат

Настоящий "Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г." выполнен согласно Договора между ТОО «TUMAR PETROL» и ТОО «Мунайгазгеолсервис», в соответствии с геологическим заданием недропользователя, требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» № 239 от 15 июня 2018 года и Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27 декабря 2017 г., с изменениями и дополнениями от 09.03.2021г.

Недропользователем Контрактной территории участка недр Сарылан является компания ТОО «TUMAR PETROL», на основании контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке недр Сарылан, расположенного в Улытауской области Республики Казахстан. Для осуществления операций по недропользованию на участке Сарылан компании ТОО «TUMAR PETROL» был выдан геологический отвод на основании протокола Компетентного органа (№240338 от 22.07.2022г.). Площадь геологического отвода участка недр составляет 2074,73 кв.км., глубина разведки - до кристаллического фундамента.

Изучаемый участок недр ранее принадлежал компании АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", и был возвращен государству в 2022г. в связи с завершением периода разведки.

В пределах участка Сарылан компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" было пробурено 8 поисково-разведочных скважин и открыты локальные обнаружения УВ на структуре Кемер в скважине №3.

Фондовые материалы детальных сейсморазведочных и буровых работ, выполненных на изучаемом участке компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", использованы для составления настоящего Проекта.

Целевым назначением проектируемых работ согласно настоящего Проекта является дальнейшее проведение разведочных работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения в пределах геологического отвода участка недр Сарылан, с целью поиска залежей нефти и газа на не исследованных ранее перспективных структурах в пределах геологического отвода участка недр.

Предусматривается определение границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологической модели структур и оценки их нефтеносности.

Для решения поставленных задач настоящим Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 130 км^2, а также бурение 2-х независимых разведочных скважин С-1 и С-2, с проектной глубиной 1300 ($\pm$ 250)м, проектным горизонтом - PZ.

Приведены сведения о географо-экономических условиях, геолого-геофизической изученности, геологическом строении, методике и объеме проектируемых работ, на попутные поиски, охране недр, природы и окружающей среды, продолжительности строительства скважин, об обработке материалов поисково-разведочных работ, предельных ассигнованиях проектируемых работ и ожидаемых результатах работ. Обоснованы места заложения скважин, конструкция, виды и объемы геофизических и геологических исследований.

Ключевые слова: нефть, газ, геологическое строение, литолого-стратиграфический разрез скважины, конструкция, промывочная жидкость, оборудование устья скважины, геофизические исследования, опробование и испытание, подсчет запасов, ловушки нефти и газа, предельные ассигнования.

Составитель реферата Грибков В.А.

Приложение № 1 к Договору №6-2023 от «20» марта 2023 года /
«20» наурыз 2023 жылғы №6-2023 Шартына № 1 Қосымша

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «TUMAR PETROL»
Солтыбеков Д.Б._____
«_____»_____ 2023 г.

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

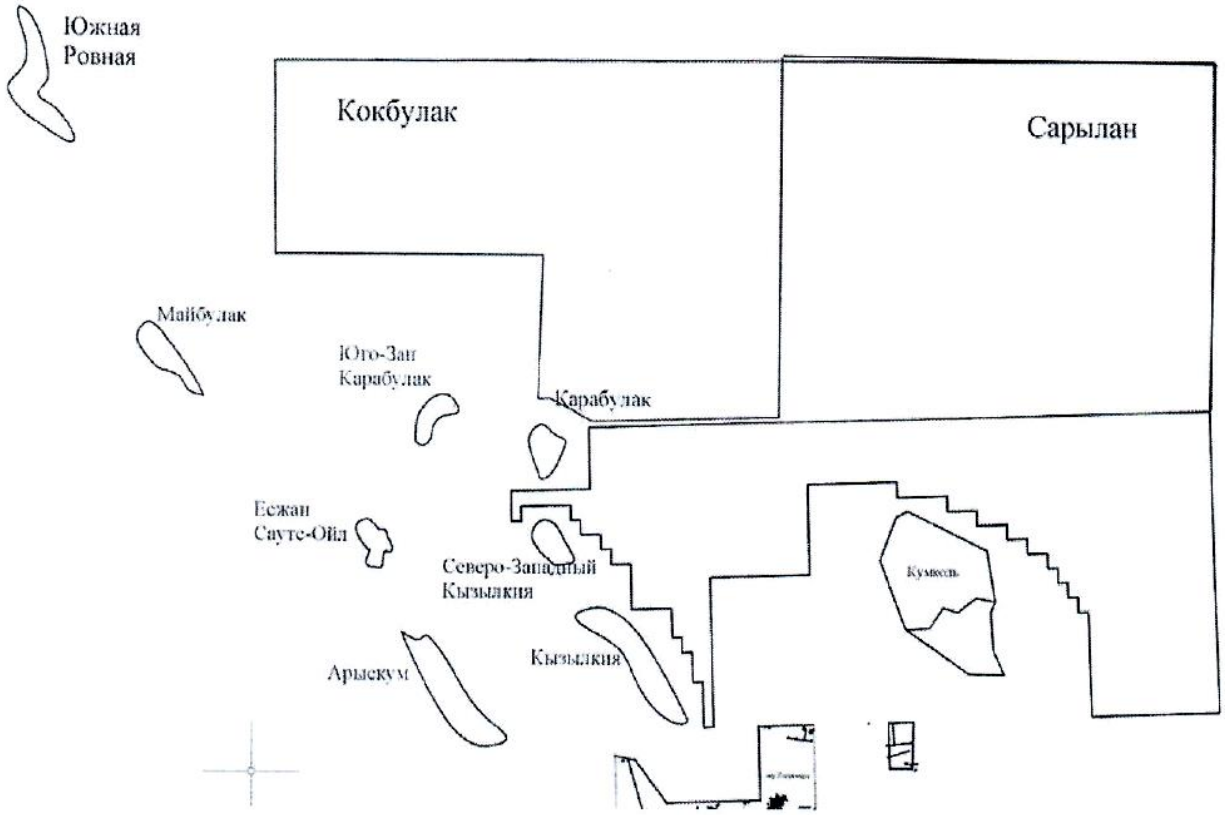
на оказание услуг по составлению «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан, в области Улытау, согласно Контракт № 5128- УВС от 08.11.2022 г. с разработкой проекта РООС/ ОВОС и согласованием в гос. органах

Заказчик	**ТОО «TUMAR PETROL»**
Место предоставления услуг	**г. Кызылрда ул. Желтоксан здание 12**
Место расположения объекта	В административном отношении исследуемая территория расположена в Улутауской области. Рельеф местности Рельеф на юге и севере площади представляет собой равнину, ее поверхностная высота снижается внизу к центру блока разведки. Пустыня проходит через центр от запада к востоку и в большинстве места найдены маленькие песчаные дюны. Солончак на северо-западной части блока разведки воздействует на производительность труда. Абсолютная высота выше уровня моря изменяются в пределах 91 к 131 м. от севера к югу. Гидрогеология и почвообразование Гидрография на площади работ отсутствует. Источниками питьевой и технической воды являются редкие артезианские скважины. Земли на участке работ не пригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Территория сейсморазведочных работ незаселенна. Климатические условия. -Температура воздуха резко изменялась от +45 до -35 градусов, с выпадением осадков в виде дождя и снега, которые сопровождались ветрами, скорость которых достигала до 22 м/сек.Эти ветра вызывали пыльные бури в сухой период, что незамедлительно сказывалось на производительности полевых работ. Возможность передвижения в районе работ- Ближайшими населёнными пунктами в районе работ являются г. Кызылорда, соединенных между собой автомобильной дорогой республиканского значения . На участке работ дорожная сеть отсутствует, передвижение осуществляется по бездорожью. В сырое время года суглинистый грунт дорог размокает и движение по ним становится затруднительным. От г.Кызылорды до базы партии передвижение осуществляется частично по асфальтированной дороге Кызылорда–месторождение Кумколь.
Основание для выполнения задания	1.Контракт на недропользование № 5128 - УВС от 08.11.2022 г. 2.Производственная необходимость, 3.Статья 135 Кодекса о недрах и недропользовании Республик Казахстан.
Исходные данные для проектирования	• Фондовые материалы по сейсмоизученности участка 2D
Целевое назначение услуг	• Определить методику, виды и объемы геологоразведочных работ, обеспечивающих эффективное, рациональное и комплексное изучение недр в пределах контрактной территории с целью выявления и оконтуривания перспективных участков и проявлений полезных ископаемых, определения прогнозных ресурсов, их предварительной геолого-экономической оценки и обоснования дальнейших геологоразведочных работ. С отражением объема финансирования поисковых работ по годам;
Состав и содержание	• Состав и содержание отчета, а также все необходимые текстовые и

отчета, текстовые и графические приложения	графические приложения определяются действующими методическими указаниями в соответствии с действующим законодательством РК.
Согласование и утверждение проекта	• Рассмотреть на совместном совещании специалистов и получить решение Заказчика о направление проекта на рассмотрение в контролирующие органы РК в соответствии с действующим законодательством. • Пройти все экспертизы и получить заключения и согласование проекта в контролирующих органах РК в соответствии с действующим законодательством РК; • Получить заключения независимых экспертов и защитить проект на заседании ЦКРР РК, а также других необходимых государственных органах в соответствии с действующим законодательством РК.
Передача отчета	После получения всех необходимых согласований, экспертиз контролирующих органов и протокола ЦКРР РК об утверждении проекта, передать геологической службе Заказчика по акту приема-передачи работ 3 экземпляра отчета со всеми графическими приложениями на бумажных носителях (2 экз. в жестком переплете, 1 экз. в папке-регистратор) и 2 экземпляра отчета в электронном виде (на компакт диске). К проекту приложить техническое задание, протокол рассмотрения отчета на совместном заседании, согласования контролирующих органов, заключения независимых экспертов ЦКРР РК и протокол рассмотрения проекта на заседании ЦКРР РК в соответствии с действующим законодательством РК.
Основные требования к проектному документу	• Проектный документ должен соответствовать требованиям инструкций и методических указаний по составлению проектных документов по изучению недр в Республике Казахстан: • Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых от 15.06.2018 г. • Кодекс о недрах и недропользовании с 29.06.2018г. • Проектный документ должен своевременно и в надлежащем виде представлено для рассмотрения Заказчику; рассмотрен в ЦКРР РК и утвержден уполномоченным органом по изучению и использованию недр. • Наличие лицензионного программного обеспечения для разработки календарных планов, распределения ресурсов по задачам, отслеживания прогресса и анализа объёмов работ • Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с результатами данных сейсмической интерпретации • Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с материалами ГИС • Все согласования с Заказчиком в области геологии и разработки определяются Протоколом на дату согласования. Все дальнейшие изменения ведут к пересмотру Календарного плана. • Исполнитель обязуется устранить все замечания за свой счет, которые могут возникнуть: - при согласовании предварительных результатов с Заказчиком. - при рассмотрении проектного документа в государственных органах. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика или Исполнителя, рассматриваются в рабочем порядке.
Сроки оказания услуг	• 90 календарных дней с даты подписания Договора

Главный геолог
ТОО «TUMAR PETROL» **Шин В.В.**

Участок Сарылан в области Улытау



Тапсырыс беруші / Заказчик:
«TUMAR PETROL» ЖШС /
ТОО «TUMAR PETROL»

Генеральный директор / Бас директор

_____ Д.Б. Солтыбеков

Орындаушы / Исполнитель:
«Мунайгазгеолсервис» ЖШС/
ТОО «Мунайгазгеолсервис»

Генеральный директор / Бас директор

_____ А.Б. Бигараев

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ **3**

1. ВВЕДЕНИЕ **10**

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ **13**

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ **16**
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр 16
3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований 20

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ **20**
4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез 28
4.2. Тектоника 32
4.3. Нефтегазоносность 34
4.3.1. Нефтегазоносные комплексы 35
4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза 37

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ **41**
5.1. Цели и задачи поисковых работ 41
5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований 41
5.3. Система расположения проектируемых скважин 42
5.4. Геологические условия проводки скважин 42
5.5. Характеристика промывочной жидкости 456
5.6. Обоснование типовой конструкции скважин 46
5.7. Оборудование устья скважины 47
5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований 48
5.8.1. Отбор керна и шлама 48
5.8.2. Геофизические и геохимические исследования 48
5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин 49
5.8.4. Лабораторные исследования 51

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ **52**

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ **53**

8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ. **55**

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЫ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ **57**
9.1. Общая задача охраны недр в период разведочных работ. 57
9.2. Охрана недр в процессе разбуривания участка недр 57
9.3. Выбор конструкции скважин, и охрана недр в процессе крепления 58
9.4. Охрана недр при освоении и испытании скважин 60
9.5. Охрана почв и водных объектов 60
9.6. Охрана атмосферного воздуха 61

9.7. Работы по контролю за состоянием окружающей природной среды..... 61
9.8. Радиационная безопасность..... 62
9.9. Техническая и биологическая рекультивация. 64
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ..... 65
11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ..... 66
12.ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ 69
12.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти, конденсата и газа 69
12.2. Оценка сопутствующих компонентов на проектируемых площадях 69
13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ 71
14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ 72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ 73

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящий "Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г." выполнен согласно Договора между ТОО «TUMAR PETROL» и ТОО «Мунайгазгеолсервис», в соответствии с геологическим заданием недропользователя, требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» № 239 от 15 июня 2018 года и Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27 декабря 2017 г., с изменениями и дополнениями от 09.03.2021г.

Недропользователем Контрактной территории участка недр Сарылан является компания ТОО «TUMAR PETROL», на основании контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке недр Сарылан, расположенного в Улытауской области Республики Казахстан. Для осуществления операций по недропользованию на участке Сарылан компании ТОО «TUMAR PETROL» был выдан геологический отвод на основании протокола Компетентного органа (№240338 от 22.07.2022г.). Площадь геологического отвода участка недр составляет 2074,73 кв.км., глубина разведки - до кристаллического фундамента (Рис.1.1 и 1.2.).

Изучаемый участок недр ранее принадлежал компании АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", и был возвращен государству в 2022г. в связи с завершением периода разведки.

В пределах участка Сарылан компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" было пробурено 8 поисково-разведочных скважин и открыты локальные обнаружения УВ на структуре Кемер в скважине №3.

Фондовые материалы детальных сейсморазведочных и буровых работ, выполненных на изучаемом участке компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", использованы для составления настоящего Проекта.

Целевым назначением проектируемых работ согласно настоящего Проекта является дальнейшее проведение разведочных работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения в пределах геологического отвода участка недр Сарылан, с целью поиска залежей нефти и газа на не исследованных ранее перспективных структурах в пределах геологического отвода участка недр.

Предусматривается определение границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологической модели структур и оценки их нефтеносности.

Для решения поставленных задач настоящим Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 130 км^2, а также бурение 2-х независимых разведочных скважин С-1 и С-2, с проектной глубиной 1300 ($\pm$ 250)м, проектным горизонтом - PZ.

Приложение №_____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 22.08. 2022 года
рег.№ 498-Р- УВ

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)

Предоставлен **товариществу с ограниченной ответственностью «TUMAR PETROL»** для осуществления операций по недропользованию **на участке Сарылан** на основании протокола Компетентного органа (№240338 от 22 июля 2022 года).

Участок недр расположен в **Улытауской области.**

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены **угловыми точками с № 1 по № 4.**

Координаты угловых точек		
Угловые точки	**Северная широта**	**Восточная долгота**
1	46° 40' 00"	65° 20' 00"
2	47° 02' 00"	65° 20' 00"
3	47° 02' 00"	66° 00' 00"
4	46° 40' 00"	66° 00' 00"

Площадь участка недр составляет – **2074,73 (две тысячи семьдесят четыре целых семьдесят три сотых) кв. км.**

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

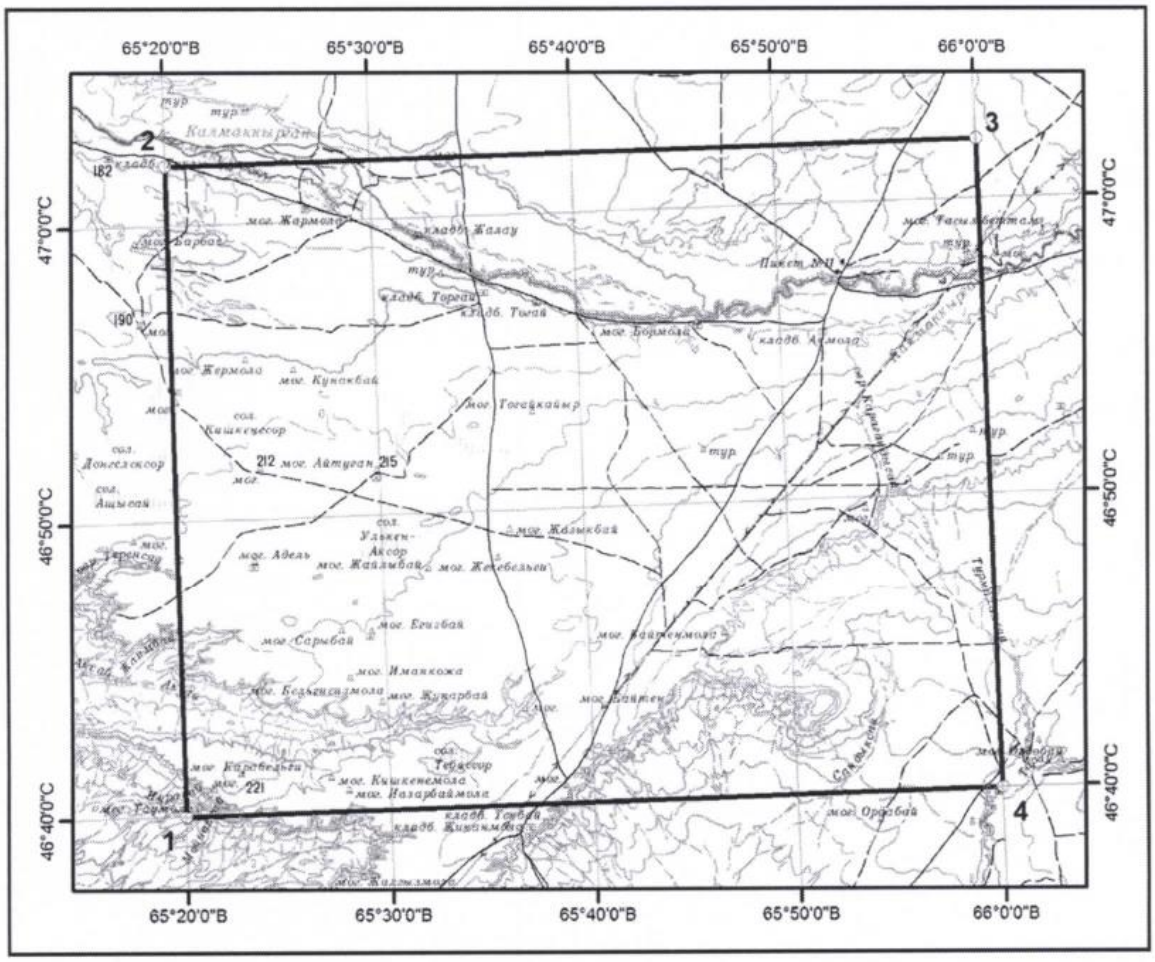
И.о. заместителя председателя **К. Туткышбаев**

г. Нур-Султан,
август, 2022 г.

Рис.1.1. Геологический отвод участка недр Сарылан.

Картограмма расположения участка недр Сарылан

Масштаб 1: 450 000



Условные обозначения

- контур участка недр для разведки участка Сарылан
- улучшенная грунтовая дорога
- полевые дороги
- ЛЭП на металлических или железобетонных опорах
- береговые линии (постоянные)
- реки, ручьи (постоянные)
- горизонтали основные
- горизонтали дополнительные
- солончаки проходимые

г. Нур-Султан
август, 2022 г.

Рис.1.2. Картограмма геологического отвода участка недр Сарылан.

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Участок недр Сарылан административно относится к Улытауской области Республики Казахстан (рис.2.1).

Таблица 2.1

№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	*2*	*3*
1	Географическое положение района работ	Арыскумский прогиб Южно-Торгайской впадины
2	Место базирования НГРЭ	г. Кызылорда
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	слабовсхолмленная равнина с редкими массивами бугристых песков
4	Характеристика гидросети и источников питье вой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Водные артерии отсутствуют. Техническая вода- из пробуренных скважин, питьевая - бутилированная, из г. Кызылорда, 150км.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	2 скважины в районе бурения глубоких скважин, глубиной 250м
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Максимальная температура летом $+45^0$С, минимальная зимой -40^0С.
7	Количество осадков	Среднегодовое количество не превышает - 150мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Летом западные и юго-западные, в остальное время северные и северо-восточные
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Толщина снежного покрова

		40см.
10	Геокриологические условия	Многолетне-мерзлотные породы отсутствуют
11	Продолжительность отопительного сезона	180 суток
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Скудный полупустынного типа
13	Населенные пункты и расстояния до них	г.Жезказган (200 км), г.Кызылорда (160 км).
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	Животноводство
15	Наличие материально-технических баз	База МТБ в г.Кызылорда
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	нефтепровод Кумколь-Шымкент
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Дизельные электростанции
18	Виды связи	Радиосвязь и спутниковая
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Жд. станция Кызылорда (160 км)
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Грунтовые протяженностью 50км.
21	Условия перевозки вахт	Автомобильный транспорт
22	Наличие зимников, срок их действия	нет
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Карьер для стройматериалов, 40км.

Рис.2.1. Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

На начальной стадии геологического изучения на контрактной территории была проведена среднемасштабная гравиметрическая съемка, отработана редкая и неравномерная сеть сейсмических профилей КМПВ и МОВ. По результатам этих работ территория оценена высокоперспективной для проведения дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ.

С конца семидесятых годов ведутся целенаправленные геолого-геофизические исследования с целью оценки перспектив нефтегазоносности данной территории.

Начиная с 1982 года проводятся региональные и детальные поисковые сейсмические исследования МОГТ, результаты которых явились основанием для проведения буровых работ на отдельных участках территории. Наряду с традиционными антиклинальными структурами изучаются неантиклинальные ловушки, также являющиеся перспективными объектами для нефтепоисковых работ. На начальном этапе геологоразведочных работ в керновом материале из структурных скважин 28-с и 29-с были выявлены запахи бензина и керосина, вследствие чего Западный Блок был отнесен к более приоритетному участку территории для поисков залежей УВ.

После нескольких лет остановки поисковых работ на контрактной территории в 2006 году китайской компанией «BGP» по заказу АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» были проведены работы по переобработке и переинтерпретации имеющихся сейсмических материалов прежних лет. Объем работ составил 700 пог.км. По результатам выполненных работ были построены структурные карты по отражающим горизонтам II^{ar}, III, IV и PZ.

В 2006-2008 годах партией № 9911 китайской компании «BGP» в пределах контрактной территории проведена полевая сейсморазведка 2Д в общем объеме 1750 пог. км: 2006г – 350 пог.км, 2007г – 800 пог.км, 2008г – 600 пог.км. Материалы полевых 2Д сейсмических работ детально обработаны и интерпретированы при плотности сетки 2 пог. км/кв.км. и расстоянии между профилями 2х2,5 км. Методика проведенных полевых сейсморазведочных работ 2Д: количество вибраторов - 4, количество приемных каналов - 300 (240), расстояние между ПВ - 40 метров, расстояние между ПП - 20 метров, длина свипа - 10 сек., количество свипов - 2.

По результатам проведенных сейсмических работ 2Д были построены структурные карты по отражающим горизонтам II^{ar} (кровля K_1nc_1ar), IV ($J_{1-2}ds$) и PZ (подошва осадочного чехла) и выявлены структуры Карабулак и Кемер, впоследствии подготовленные под глубокое поисковое бурение.

В 2008-2009 гг китайской компанией «BGP» на контрактной территории проведена 3Д сейсморазведка в объеме 500км^2 (2008г – 300 км^2; 2009г – 200 км^2). Трехмерными сейсмическими работами значительно детализировано

геологическое строение структур Карабулак и Западный Карабулак (находящихся к западу от контрактной территории №5128) и Кемер.

В 2010 году сейсмической партией № 9911 с ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)» проведена 3Д сейсморазведка в объеме 150 км^2 в районе площадей Карабулак и Кокбулак (также находящихся к западу от контрактной территории №5128). В результате этих работ построены детализированные структурные карты по отражающим горизонтам: M-II арыскумского горизонта нижнего неокома и PZ палеозойского фундамента в масштабе 1:100 000. Согласно этим данным, поверхность фундамента густой сетью субмеридиональных разломов разбита на мелкие блоки, где выделяются локальные поднятия, перспективные для постановки поискового бурения. По перспективным структурам палеозоя составлены карты более крупного масштаба.

Таблица 3.1.1. - Геолого-геофизическая изученность.

№№ п/п	Наименование организации, проводившей работы, год	Площадь работ, виды работ, масштаб и объем проведенных работ	Краткие результаты работ
1	***2***	***3***	***4***
1	Турланская геофизическая экспедиция (ТГФЭ) 1983г.	Южно-Тургайский прогиб. Площадь Кумколь. Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ. Кратность-12, источник возбуждения упругих колебаний – взрывной. Масштаб 1:100 000	В результате проведен-ных работ впервые выявлена и оконтурена изометричное антиклинальное поднятие Кумколь по кровле фундамента и поверхности верхнеюрских отложений.
2	ТГФЭ 1984г.	Южно-Тургайский прогиб. Площадь Кумколь. Поисковые и детальные сейсморазведочные работы МОГТ. Кратность – 12, источник возбуждения упругих колебаний - взрывной и невзрывной (ГСК-6) Масштабы 1:100 000, 1:50 000.	Существенно уточнены размеры, конфигурация и амплитуда структуры Кумколь. По редкой сети поисковых профилей вырисовываются структуры севернее м-я Кумколь.
3	Компания «BGP» 2006г.	Переобработка и переинтерпретация имеющихся сейсмических материалов прежних лет. Объем работ составил 700 пог.км.	Построены структурные карты по отражающим горизонтам II^{ar}, III, IV и PZ.
4	Компания «BGP» 2006-2008гг.	Полевая сейсморазведка 2Д в общем объеме 1750 пог. км: 2006г – 350 пог.км, 2007г – 800 пог.км, 2008г – 600 пог.км. Материалы полевых 2Д работ детально обработаны и интерпретированы при плотности сетки 2 пог. км/кв.км. и расстоянии между профилями	Построены структурные карты по отражающим горизонтам II^{ar} (кровля K_1nc_1ar), IV ($J_{1-2}ds$) и PZ (подошва осадочного чехла) и выявлены структуры Карабулак и Кемер, впоследствии подготовленные под глубокое поисковое бурение.

		2х2,5 км. Методика проведенных полевых сейсморазведочных работ 2Д: количество вибраторов - 4, количество приемных каналов - 300 (240), расстояние между ПВ - 40 метров, расстояние между ПП - 20 метров, длина свипа - 10 сек., количество свипов - 2.	
5	Компания «BGP» 2008-2009гг.	Проведена 3Д сейсморазведка в объеме 500км^2 (2008г – 300 км^2; 2009г – 200 км^2).	Значительно детализировано геологическое строение структур Карабулак, Западный Карабулак и Кемер.
6	Компания «BGP» 2010г.	Проведена 3Д сейсморазведка в объеме 150 км^2 в районе площадей Карабулак и Кокбулак	Построены детализированные структурные карты по отражающим горизонтам: М-II арыскумского горизонта нижнего неокома и PZ палеозойского фундамента в масштабе 1:100 000. Согласно этим данным, оказалось что поверхность фундамента разбита густой сетью субмеридиональных разломов на мелкие блоки, где выделяются локальные поднятия, перспективные для постановки поискового бурения.

Согласно «Проекта разведки залежей нефти и газа на период разведки УВС» (Протокол ТУ ЮКН № 354/08 от 29.07.2008г) компанией АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» в 2008 году были пробурены 2 поисково-разведочные скважины: Кемер 1 и Кемер 2, а в 2009 году пробурена поисково-разведочная скважина Кемер 3.

Согласно «Проекта поисковых работ на Контрактной территории №1928 на разведку УВС компании АО «ПККР» (Протокол № 121 от 14.04.2011г) в 2011 году закончена бурением поисково-разведочная скважина Кемер 4.

Согласно «Дополнения к проекту поисковых работ на Контрактной территории № 1928 на разведку УВС на период продления 2012-2013гг» (Протокол КГиН МИиНТ РК № 316 от 05.01.2012г) в 2012 году были пробурены поисково-разведочные скважины: Кемер 5, Кульсай 1 и Сасыксай 1.

В 2013-2015гг на основании "Проекта поисковых работ на период продления срока разведки УВС на 2014-2015гг территории Контракта № 1928 АО «ПККР» в пределах блоков XXVII-37,38,39 А-частично, В-частично, D,E); XXVII-37,38,39 в Карагандинской области РК" была пробурена скважина Теренсай 6.

Таблица 3.1.2. Изученность глубоким бурением

№ пп	№ скв	Пробур.забой, м	Бурение		Кондуктор			Тех. колонна			Экс. колонна			Примечание
			Начало	Конец	Наружный диаметр, мм	Глубина спуска, м	ВПЦ	Наружный диаметр, мм	Глубина спуска, м	ВПЦ	Наружный диаметр, мм	Глубина спуска, м	ВПЦ	
1	Кемер 1	3213	23.01.2008	24.03.2008	324	156,43	0	244,5	1283,9	0	168,3	3064,9	0	Опробованы: 1-обьект:3071-3100м. Свабирование-44 раза.Получен 15,01 м3 воды без признаков н/г. Обьект-водоносный (10-23.05.2008);Скв.находится в консервации .
2	Кемер 2	2762	07.07.2008	12.08.2008	324	170	0	244,5	1219	0	не спущена			Скв.ликвидирована по геологическим причинам
3	Кемер 3	3200	28.05.2009	07.07.2009	324	300,37	0	244,5	1533,5	0	168	3195	0	1-обьект: 3014-3053м. В результате свабирования в течений 8-ми дней всего получено 8,17 м3 -нефти, 19,4 м3 пл.воды.Обьект-нефтеводоносный (26.07-12.08.2009г);3-обьект:2903-2930м. Сухой (14-18.08.2009г); 4-обьект: 2655-2662м. -сухой (19-21.08.2009г) ;
4	Кемер 4	2750	20.05.2011	16.06.2011	324	301,44	0	244,5	1408,41	0	168	2745,32	0	Водонасыщена
5	Кемер 5	1212	15.10.2012	28.10.2012	324	40,8	0	244,5	652,5	0	168	1211,5	0	1-обьект:Опробование инт.941-945м.При свабии извлечено 40,77 м3 пл.воды.Обьект-водоносный (2-6.11.2012г);
6	Теренсай 6	1286	04.11.2013	17.11.2013	324	38,61	0	244,5	797,97	0	не спущена			Скв.ликвидирована по геологическим причинам.17.11.2013г.
7	Кульсай 1	950	07.08.2012	20.08.2012	324	40,5	0	244,5	248,9	0	не спущена			Скв.ликвидирована по геологическим причинам.19.08.2010г.
8	Сасыксай 1	585	21.09.2012	01.10.2012	324	41	0	244,5	248,5	0	не спущена			Скв.ликвидирована по геологическим причинам 1.10.2012г.

Сведения о состоянии выполнения проектов разведочных работ предыдущего недропользователя (АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз) на участке Сарылан представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3.

№№ п/п	Проект предшествующего этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на месторождении
			Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
1.	«Проект разведки залежей нефти и газа на период разведки УВС»	Протокол № 354/08 от 29.07.2008г	3	1500-3300	2008	Получены притоки нефти, пластовой воды
			3	2762- 3213	2011	
2.	«Проект поисковых работ на Контрактной территории №1928 на разведку УВС компании АО «ПККР»	Протокол № 121 от 14.04.2011г	1 скв.	1500-3300м PZ	2011г	Получены притоки пластовой воды
			1 скв.	2750м PZ	2011г	
3.	«Дополнение к проекту поисковых работ на Контрактной территории № 1928 на разведку УВС на период продления 2012-2013гг»	Протокол КГиН МИиНТ РК № 316 от 05.01.2012г	3 скв.	1500м PZ	2012г	Получены притоки пластовой воды
			3 скв.	585-1212м PZ	2013г	
4.	"Проект поисковых работ на период продления срока разведки УВС на 2014-2015гг территории Контракта № 1928 АО «ПККР»	2013г	1 скв.	1500м PZ	2013г	Не получены притоки УВ
			1 скв.	1286м PZ	2015г	

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

На участке Сарылан контрактной территории № 5128 на структуре Кемер компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" было пробурено 5 поисково-разведочных скважин.

В скважине Кемер 3, пробуренной в погруженной части структуры, из отложений сазымбайской свиты нижней юры из интервала 3014-3053 м получены притоки нефти с водой. Объем добытой нефти 8,17м^3 и воды 19,42м^3.

В скважинах Кемер 1 (инт-л 3031-3100м) и Кемер 5 (инт-л 941-945м) коллектора отложений мела и юры по результатам проведенных исследований оказались водонасыщенны.

По результатам выполненных исследований ГИС скважины Кемер 2 и Кемер 4 также водонасыщены.

Скважины Теренсай-6, Кульсай 1 и Сасыксай 1 были ликвидированы по геологическим причинам в связи с отсутствием по ГИС перспективных на нефть и газ горизонтов.

Таким образом, на исследуемом участке небольшие притоки нефти были получены только в скважине Кемер 3 из глубоких горизонтов сазымбайской свиты нижней юры.

Учитывая вышесказанное, а также небольшую степень изученности участка Сарылан , основной задачей настоящего проекта является проведение бурения разведочных скважин с целью детального исследования других не изученных ранее перспективных структур в пределах данного участка.

3.3. Геофизические и геохимические исследования

Геофизические исследования на участке проводились современной каротажной системой «ECLIPS-5700» фирмы «CNLC». Качество материалов геофизических исследований соответствует требованиям инструкции «стандарты оценки качества материалов ГИС системой «ECLIPS-5700».Свойства каротажных кривых подтверждают геологию месторождения.

Проведена качественная и количественная интерпретация данных ГИС с использованием данных геологии месторождения. Обработка проведена в программах «SAND» и «DFALS», используемых при обработке песчано-глинистых разрезов и в программах CRA/DFALS для определения литологии пласта.

Скважина Кемер-1 – Выполненные методы ГИС в скважине Кемер-1 и оценка их качества приведены в таблице 3.3.1.

Табл.3.3.1. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скважине Кемер-1.

№	Методы	Интервалы глубин (м)	Качество материала	Примечание
1	GR	1260-3200	отличное	
2	CAL	1260-3200	отличное	
3	SP	1260-3200	отличное	
4	ДБК	1260-3200	отличное	
5	МБК	1260-3200	отличное	
6	Индукционный Каротаж Высокой Разрешафщей Способности	1260-3200	соответствующий требованиям	6 кривых метода сопротивлений с разной дифференциацией
7	Компенсированный Нейтронный каротаж	1260-3200	отличное	
8	Литолого-плотносной каротаж	1260-3200	отличное	
9	Цифровой АК	1260-3200	отличное	
10	Гамма-спектрометрия	1260-3200	отличное	

В результате обработки материалов ГИС выделено 62 пласта-коллектора в общей мощности 153.5м. Пласты № 55,57 мощности 3.5м. слабой нефтенасыщенности. Пласты № 56,58,59 мощность 2.6м. плотные пропластки. Пласты № 1-54, 60-62 мощность 147.4м. водоносные коллектора.

Пласт № *55* слабой нефтенасыщенности. Уд.эл.сопротивление относительно высокое (по сравнению с пластом № 62). По данным газового каротажа пласт характризуется признаками нефтенасыщенности. Коэффициент нефтенасыщения больше 40%, коэффициент эффективной пористости относительно низкий.

Пласт № 57 слабой нефтенасыщенности. Пласт малой мощности. Окружающие пласты плотных пропластков воздействовали на картажные значения данного пласта. С повышением коэффициента пористости идет повышение электрического значение пласта. В то же время, электрическое значение данной зоны превышает значение пласта № 62.

В таблице 3.3.2 указаны интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне.

Табл. 3.3.2 Интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне в скв. Кемер-1

№ п/п	Интервал(т)	Мощность (т)		Эффективная пористость (%)	Нефтенасыщение (%)	Глинистость	Вывод по интерпретации
		Общая МОЩНОСТЬ	Эффективная мощность				
1	3075.0-3077.9	2.9	2.9	8.0	48. 1	19.5	слабое нефтенасыщение
2	3088.1-3088.7	0.6	0.6	6.3	30.2	23.5	слабое нефтенасыщение

Скважина Кемер-2 – Выполненные методы ГИС в скважине Кемер-2 и оценка их качества приведены в таблице 3.3.3.

Табл.№ 3.3.3. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скважине Кемер-2.

№	Методы	Интервалы глубин (м)	Качество материала	Примечание
1		169.7-1219.0 1219.0-2762.0	отличное	
2	КВ	169.7-1219.0 1219.0-2762.0	отличное	
3	ПС	169.7-1219.0 1219.0-2762.0	отличное	
4	ИК	169.7-1219.0		
5	ДБК	1219.0-2762.0		
6	Индукционный Каротаж Высокой Разрешающей Способности	1219.0-2762.0	отличное	
7	Цифровой АК	169.7-1219.0 1219.0-2762.0	отличное	
8	Литолого-плотностной каротаж	1219.0-2762.0	отличное	
9	Компенсированный Нейтронный каротаж	1219.0-2762.0	отличное	
10	Гамма-спектрометрия	1219.0-2762.0	отличное	

Геолого-геофизическая характеристика пластов – коллекторов приведена в таблице 3.3.4.

Табл. 3.3.4. Геолого-геофизическая характеристика пластов – коллекторов в скв. Кемер-2

№ п/п	Интервал (м)	Мощность (м)		Эффективная пористость %	Нефтенасыщение %	Глинистость %	Вывод по интерпретации
		Общая мощность м	Эффективная мощность м	POE (%)	So (%)	VSH (%)	
1	1547.6-1549. 5	1.9	1.9	17.9	0.0	23. 1	вода
2	1657. 8-1664. 1	6.3	6.3	17.4	0.0	23. 5	вода
3	1689. 2-1697. 9	8.7	8.7	17.5	0.0	19. 3	вода
4	1734.0-1746.2	12.2	12.2	19. 1	0.0	16.0	вода
5	1850. 4-1852. 0	1.6	1.6	16.6	0.0	19.9	вода
6	1854. 3-1857. 5	3.2	3.2	15.2	0.0	22.4	вода
7	1891. 3-1902.1	10.8	10.8	15.8	0.0	16.0	вода
8	1903. 3-1904. 7	1.4	1.4	12.3	0.0	23. 5	вода
9	1906. 4-1907. 4	1.0	1.0	13.2	0.0	20. 3	вода
10	1933. 7-1934.4	0.7	0.7	12.9	0.0	20. 3	вода
11	1935.0-1936. 5	1.5	1.5	17.3	0.0	17. 1	вода
12	1975.9-1977. 1	1.2	1.2	13.3	0.0	19.9	вода
13	2059. 2-2059. 8	0.6	0.6	15.7	0.0	11.6	вода
14	2066. 7-2068.8	2. 1	2. 1	15.3	0.0	13.4	вода
15	2097. 8-2100. 7	2.9	2.9	13.4	0.0	15.2	вода
16	2238. 2-2238. 8	0.6	0.6	11.5	0.0	20. 1	вода
17	2239. 7-2240. 7	1.0	1.0	13.3	0.0	18. 3	вода
18	2514.2-2514.8	0.6	0.6	11.4	13.9	19.8	вода
19	2519.8-2524.2	4.4	4.4	12.3	0.8	14.2	вода
20	2632. 0-2633. 5	1.5	1.5	11.3	0.0	13.2	вода

В результате обработки материалов ГИС выделено 20 пластов-коллеткоров общей мощности 64.2м. Все пласты характерезуются как водоносные коллекторы. Нет пластов для рекомендации к испытанию в колонне.

Скважина Кемер-3 – Выполненные методы ГИС в скважине Кемер-3 и оценка их качества приведены в таблице 3.3.5.

Табл.3.3.5. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скв. Кемер-3

№	Методы	Интервалы глубин (м)	Качество материала	Примечание
1	ГК	290.0-1535.0 1520.0-3200.0	хорошее	

2	КВ	290.0-1535.0 1520.0-3200.0	хорошее	
3	СП	290.0-1535.0 1520.0-3200.0	хорошее	
4	Индукционный Каротаж Высокой Разрешафщей Способности	290.0-1535.0 1520.0-3200.0	хорошее	
5	Компенсированный Нейтронный каротаж	1520.0-3200	хорошее	
6	Литолого-плотностной каротаж	1520.0-3200	хорошее	
7	Фотоэлектрический каротаж	1520.0-3200	хорошее	
8	Цифровой АК	290.0-1535.0 1520.0-3200.0	хорошее	
9	Гамма-Спектрометрия	290.0-1535.0 1520.0-3200.0	хорошее	

В результате обработки материалов ГИС выделено 76 пласт-коллекторов общей мощности 150.7м. Пласты № 53,54,70,75 мощности 9.6м. нефтеносные. Пласт № 63 мощность 0.9м. слабой нефтенасыщенности. Пласты № 57,60,62,64-69,71,72,73,76 мощность 11.0м. плотные пропластки. Пласты № 1-52,55,56,58,59,61,74 мощность 129.2м. водоносные коллекторы.

Пласты № 53,54 нефть. Коэффициент нетфенасыщения 46%, 48.3%. Коэффициент пористости 14.8%, 13.1%. Уд.эл.сопротивление относительно высокое Данные пласты-коллекторы характеризуются лучшими петрофизическими свойствами и рекомендуются испытать с целью получения притока углеводородов.

Пласты № 70,75 -нефть. Коэффициент нетфенасыщения 46.9%, 45.9%. Коэффициент пористости 10.7%, 11.8%. Уд.эл.сопротивление относительно высокое. Данные пласт-коллекторы характеризуются лучшими петрофизическими свойствами и рекомендуются испытать с целью получения притока углеводородов.

Пласт № 63 слабой нефтенасыщенности. Уд.эл.сопротивление относительно высокое (по сравнению с колектором № 61). По данным геолого-технологического исследования данный пласт характеризуется признаками нефтенасыщенности. Коэффициент нефтенасыщения больше 40%, коэффициент эффективной пористости 10.9%. Пласт рекомендуется также испытать с целью получения притока углеводородов.

Пласты № 65-69,71-73,76 плотные пропластки. Коллекторы низкой пористости, однако уд.эл.сопротивление значительно высокое. По данным геолого-технологического исследования данный пласт характеризуется признаками нефтенасыщенности.

В таблице 3.3.6 указаны интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне.

Табл.3.3.6 Интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне в скв. Кемер-3.

№	Интервал(т)		Мощность (т)		Эффективная пористость (%)	Нефтенасыщение (%)	Глинистость	Вывод по интерпретации
	от	до	Общая мощность	Эффективная мощность				
53	2656. 5	2660. 5	4.0	4.0	14.8	46.0	17.2	нефть
54	2661.0	2662. 8	1.8	1.8	14.1	50.3	22.4	нефть
63	2908.2	2909.1	0.9	0.9	10.9	30.3	13.9	слабое нефтенасыщение
70	3049.0	3050. 7	1.7	1.7	10.7	46.9	15.8	нефть
75	3157.5	3159.3	1.8	1.8	11.8	45.9	20.2	нефть

Скважина Кемер-4 – Выполненные методы ГИС в скважине Кемер-4 и оценка их качества приведены в таблице 3.3.7.

Табл.3.3.7. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скв. Кемер-4

№	Методы	Интервалы глубин (м)	Качество материала	Примечание
1	ГК	1409.0-2751.0	отличное	
2	КВ	1409.0-2751.0	отличное	
3	ПС	1409.0-2751.0	отличное	
4	Индукцио нны й Каротаж Высокой Разрешающей Способности	1409.0-2751.0	отличное	
5	Цифровой АК	1409.0-2751.0	отличное	
6	Л итолого - плотностной каротаж	1409.0-2751.0	отличное	
7	Компенсированный Нейтронный каротаж	1409.0-2751.0	отличное	
8	Гамма-спектрометрия	1409.0-2751.0	отличное	

В результате обработки материалов ГИС выделено 38 пластов-коллекторов общей мощности 81.1м. Все пласты характеризуются как водоносные коллекторы, с низким значением уд.эл.сопротивления. Поэтому, в данной скважине не представилось возможным выявить пласты, рекомендованных к испытанию в колонне.

Скважина Кемер-5 – Выполненные методы ГИС в скважине Кемер-5 и оценка их качества приведены в таблице 3.3.8.

Табл.3.3.8. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скв. Кемер-5.

№	Методы	Интервалы глубин (м)	Качество материала	Примечание
1	ГК	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	
2	КВ	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	
3	ПС	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	
4	Индукционный Каротаж Высокой Разрешающей Способности	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	
5	Цифровой АК	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	
6	Л итолого - плотностной каротаж	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	
7	Компенсированный Нейтронный каротаж	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	
8	Гамма-спектрометрия	20.0-654.0 600.0-1212.0	отличное	

В результате обработки материалов ГИС выделено 26 пластов-коллекторе общей мощностью 50.8м. Пласты № 1-2 мощность 1.0м - возможно нефтенасыщены. Пласты № 3-26 мощность 49.8м- водоносные коллекторы.

Пласты № 1-2 - возможно нефтенасыщены. Фильтрационно-емкостные свойства данных пластов хорошие, среднее значение пористости 12.7-14.8%, средний коэффициент не фте насыщения 41.2-43.5%. По данным геоло го-технологических исследований пласты характеризуются слабыми проявлениями углеводородов и отсутствием запаха нефти и нефтеного пятна. Пласты рекомендуются испытать.

Пласты № 3-26 - водоносные коллекторы с низким значением уд. эл. сопротивления.

В таблице № 3.3.9. указаны интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне.

Таблица 3.3.9. Интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне в скважине Кемер-5.

№ пласт	Интервал (м)	Мощность (м)		Эффективная пористость (%)	Нефтенасыщение (%)	Глинистость (%)	Вывод по интерпретации	Цель испытания
		Общая мощ (м)	Эффективная мощ (м)	POR (%)	So (%)	VSH (%)		
1	942.3 - 942.9	0.6	0.6	12.7	41.2	16.9	возможное нефтенасыщение	Испытать с целью уточнения типа флюида и получения притока углеводородов
2	943.7 - 944.1	0.4	0.4	14.8	43.5	20.8	возможное нефтенасыщение	

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

В геологическом строении всего Арыскумского прогиба участвуют отложения юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичной систем, залегающих на выветрелой поверхности складчатого фундамента палеозой-протерозойского возраста. На участке скважинами изучен разрез мезо-кайнозоя и домезозойского складчатого фундамента.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана на Арыскумском прогибе по пробуренным параметрическим скважинам, с учетом ранее проведенных геолого-съемочных и обобщающих тематических работ. Подробное описание геолого-структурного строения Арыскумского прогиба приведено в многочисленных отчетах по месторождениям, тематических отчетах и монографиях, в связи с этим, общая характеристика геологии района работ не приводится.

4.1.Проектный литолого-стратиграфический разрез

Нерасчлененная протерозой-палеозойская группа (PR-PZ$_1$)

К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям кристаллического фундамента отнесены метаморфические породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами; метаморфизованными интрузивными образованиями. Эти породы в кровельной части часто выветрелые и представлены корой выветривания.

Нерасчлененная палеозойская группа – PZ (квазиплатформенный комплекс).

Возраст палеозойских образовании квазиплатформенного комплекса предположительно относится к среднему–верхнему девону и турнейскому ярусу нижнего карбона. Отложения палеозоя литологически представлены серыми, темно-серыми, зеленовато-серыми известняками массивными, комковатыми, в различной степени органогенными, с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. Известняки обломочные, микрозернистые, средней твердости, участками трещиноватые, раздробленные, при легком усилии рассыпающиеся на отдельные кусочки. Текстура массивная, катакластическая, неясно выраженная, слоистая. Верхние части карбонатных пород выветрелые, кавернозные. Вскрытая толщина отложений палеозоя - 360 м.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система - J

Вскрытая часть юрской системы расчленена на айбалинскую, дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Айбалинская свита - J_1ab

Отложения айбалинской свиты представлены темно-серыми, черными аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников и углистых пород и пластов углей. В скважине Кемер 2 отложения айбалинской свиты пройдены в интервале 2406-2762м (забой), вскрытая толщина 356 м, а в скважине Кемер 3 выделяются в интервале 2360-2690 м, толщина 330 м.

Дощанская свита – J_{1-2}ds

Отложения дощанской свиты сложены песчаниками, гравелитами, маломощными конгломератами с прослоями алевролитов, темно-серых аргиллитов и углей. Толщина пластов аргиллитов и углей колеблется в широких пределах: от нескольких метров до 15м – углей, до 20-25м - глин.

Толщина свиты по данным скважин, пробуренных на структуре Кемер - от 519 до 965м.

Карагансайская свита - J_2 kr

Отложения карагансайской свиты представлены мощной толщей темно-серых, черных аргиллитов и глин, углистых пород с относительно тонкими (от десятков сантиметров до 10-15м) прослоями песчаников, глинистых песчаников, алевролитов.

Эти отложения вскрыты скважинами на структуре Кемер толщиной от 107 до 489м.

Кумкольская свита - J_3km

Отложения данной свиты представлены чередованием песчаников и алевролитов с редкими прослоями глинистых пород. Толщина отдельных песчаных прослоев достигает 15-20м. Толщина свиты колеблется от 270 до 400м.

Акшабулакская свита - J_3ak

Акшабулакская свита сложена преимущественно глинистыми породами и плотными аргиллитами. Редко встречаются песчаные прослои, которые в разрезах единичных структур Арыскумского прогиба нефтеносны (горизонт Ю-0). Одновременно данная свита является региональной покрышкой для нижезалегающих отложений кумкольской свиты.

Толщина акшабулакской свиты изменяется от 118м до 250м.

Меловая система - К

Представлены породами нижнего и верхнего отделов. Перспективы нефтегазоносности контрактной территории связаны с отложениями нижнего неокома.

Нижний отдел - $К_1$

Нижний неоком – $К_1 nc_1$

Верхний его горизонт представлен пестроцветными глинами, аргиллитами, местами переходящими в алевролиты. В западной части территории эти отложения литологически представлены песчаниками, алевролитами с прослоями гравелитов. Песчаники средне-мелкозернистые, алевритистые с включением обломков гравия. Алевролиты мелкозернистые, текстура слоистая. Структура пелито-алевритовая. Гравелиты песчанистые, несортированные, слабосцементированные карбонатно-глинистым цементом. Толщина этих отложений от 190м до 240м.

Арыскумский горизонт – $К_1nc_1ar$ нижнего неокома является регионально продуктивным комплексом. Продуктивная толща в разрезе известных месторождений сложена песчаниками и песками с прослоями глин и алевролитов. Встречаются прослои гравелитов. Гравелиты зеленовато-серые, с отдельными включениями мелкогалечного обломочного материала (до 4-5см), несортированные, слабосцементированные карбонатно-глинистым цементом. Толщина арыскумского горизонта на контрактной территории - 92-114м.

Верхний неоком – $К_1nc_2$

Литологически представлен глинами красно-бурого цвета с прослоями и пятнами серо-зеленой разности, местами глины переходят в песчаники и пески зеленовато-серые, мелко-среднезернистые на глинистом цементе. Толщина этих отложений - от 55м до 70м.

Апт – альбский ярус - $К_1a\text{-}al_{1\text{-}2}$

Сложен песками, песчаниками, гравелитами, алевролитами и алевритистыми глинами серого, зеленовато-серого цветов, с прослоями коричневых и черных разностей, карбонатные с включениями углефицированных растительных остатков и прослоями мелкогалечных конгломератов, известковистых песчаников и бурых углей. Толщина отложений -120-140м.

Альб – сеноманский ярусы - K_{1-2} al_3-s

Представлены глинами, глинистыми алевролитами пестрого цвета с прослоями песков и песчаников. На западной части территории толщина их составляет 180м, на восточной - 120-164м.

Верхний отдел - K_2

Туронский ярус - K_2t-sn

Верхнемеловой отдел представлен нерасчлененной толщей турон-сенона литологически сложенными мелкозернистыми песчаниками и песками серого цвета на глинистом цементе. В середине разреза преобладают тонкослоистые глины постепенно заменяющиеся глинистыми алевролитами. Толщина отложений - 204-365м.

Кайнозойская группа - KZ

Кайнозойский комплекс представлен породами палеогена и четвертичной системы, которые плащеобразно перекрывают ниже залегающие отложения. Литологически сложены серыми и пестроцветными глинами, алевролитами и песками. Нижняя граница комплекса несогласная. Встречаются пески, суглинки, аллювиальные отложения. Подошва этих отложений вскрыта на глубине 89-100м.

4.2. Тектоника

Арыскумский прогиб является одним из крупных тектонических элементов Южно-Торгайской впадины. В данном прогибе выделяются меридиональные и субмеридиональные грабен-синклинали, разделенные горст-антиклиналями, наиболее контрастно выраженные в кровле фундамента, в отложениях нижней и средней юры. Кровля средней юры существенно нивелирует рельеф этих структур. По подошве мела прогиб представляет собой пологую синеклизу.

Грабен-синклинали Арыскумского прогиба и разделяющие их выступы фундамента, четко укладываются в схему разветвляющейся рифовой системы. Развитие территории как рифовой системы предопределило образование мощного юрского разреза, представленного в наиболее полном объеме в грабен-синклиналях и наличие благоприятных геологических условий для нефтегазообразования.

Контрактная территория расположена в одном из наиболее сложных тектонических узлов Арыскумского прогиба. В геологическом строении исследуемой территории участвуют несколько структурных элементов: Сарыланская грабен-синклиналь на востоке, Ащисайские горстовидные поднятия в центральной части, Акшабулакская грабен-синклиналь и Аксайская горст-антиклиналь на западе и на севере (рис.4.2.1).

Строение фундамента характеризуется структурной картой по отражающему горизонту PZ. По подошве осадочного чехла на контрактной территории выделяются относительно приподнятые и погруженные участки, линейно вытянутые в меридиональном направлении, контролируемые разрывными нарушениями. Глубина залегания отложений фундамента в наиболее приподнятых частях составляет - 1200 -1800м.

В целом на Контрактной территории отмечается тенденция погружения поверхности фундамента в восточном направлении, где отметки залегания достигают -5000м в центральной части Сарыланской синклинали.

В центральной части контрактной территории располагается структура Кемер, имеющая очень сложное строение. Восточная приподнятая часть структуры отделена от западной погруженной части тектоническим разломом субмеридионального простирания. Сама структура осложнена серией разрывных нарушений также меридионального простирания. На восточной части выделяется ряд локально приподнятых структур.

Помимо выше описанной структурной карты, глубинное строение контрактной территории охарактеризовано временными разрезами, проходящими по простиранию и в крест простирания крупных тектонических элементов Арыскумского прогиба. На временных разрезах

наглядно виден характер сочленения горстов и синклиналей, особенности и характер залегания осадочного чехла на породы фундамента.

Строение меловых отложений отражает структурная карта по кровле М-II арыскумского горизонта нижнего неокома.

С поверхностью арыскумского горизонта нижнего неокома связан опорный отражающий горизонт II^{ar}, являющийся основным репером в разрезе неоком-юрских отложений. Горизонт М-II приурочен к подошве арыскумских отложений и также характеризует строение неокомской толщи. К югу поверхность арыскумских отложений практически моноклинально погружается от 1300м до 1400м. Локальные антиклинальные выступы поверхности фундамента нашли слабое отражение в отложениях арыскумского горизонта в виде отдельных малоамплитудных локальных структур небольшого размера.

Общий уровень залегания отложений арыскумского горизонта в пределах описываемой площади сохраняется на отметках 1290м. (-1300м.), уменьшаясь в пределах сводов выделенных поднятий и несколько увеличиваясь до 1320м (-1340м.) в разделяющих их зонах прогибания поверхности II^{ar}. Граница раздела более ровной поверхности западной части площади от более интенсивно дислоцированной восточной части проходит в центре площади.

По данным 3Д сейсмических работ на бортах Сарыланской синклинали выявлены литологически и тектонически экранированные структуры в отложениях юры. Строение данных структур представлено на карте по кровле арыскумского горизонта нижнего неокома. Структуры линейной формы субмеридионального простирания, осложненные тектоническими нарушениями. Согласно геолого-геофизическим материалам и данным бурения наиболее перспективной частью разреза для поисков нефти и газа являются отложения юры, в которых имеются благоприятные структурные и литолого-фациальные условия.

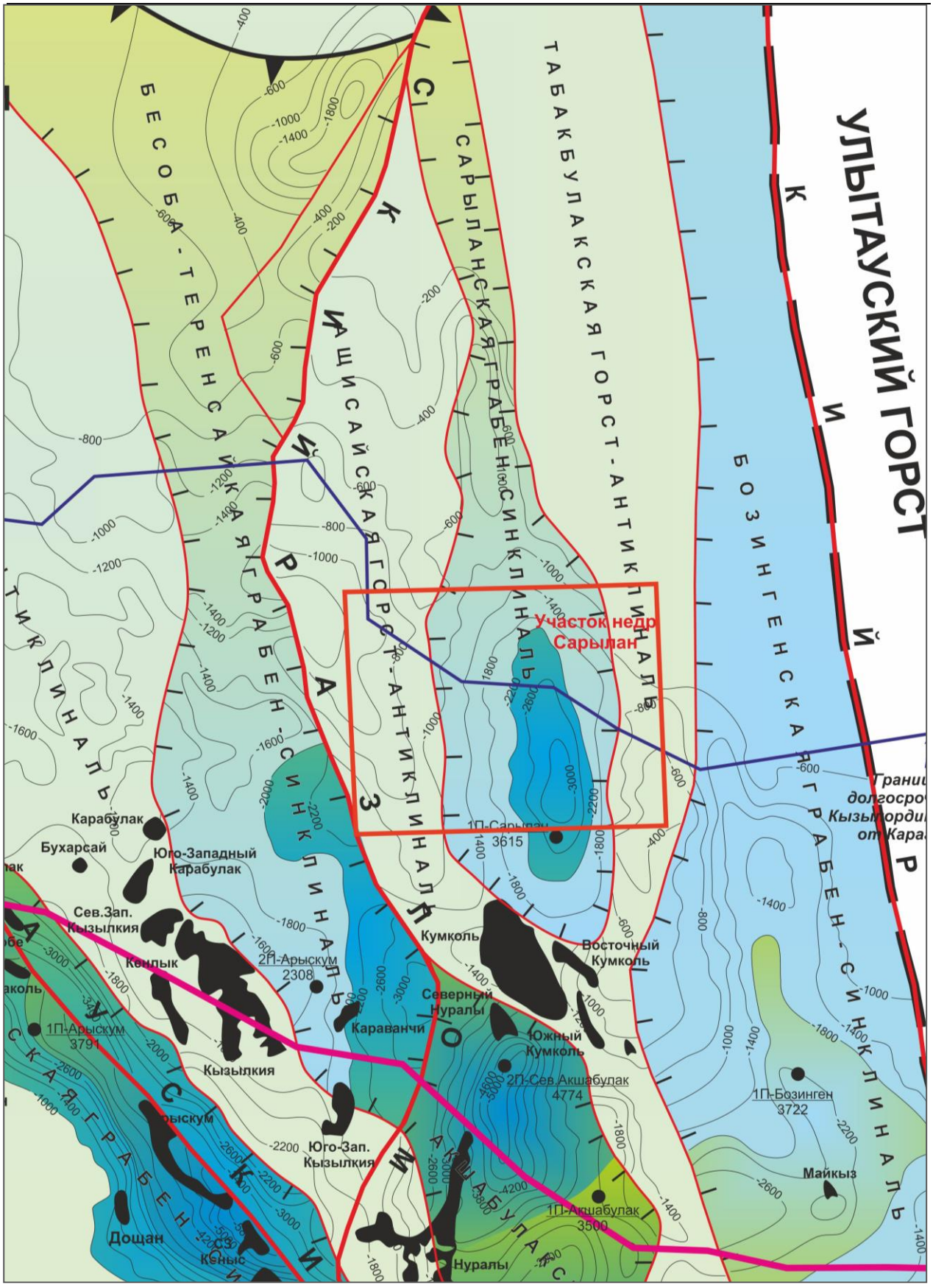


Рис. 4.2.1. Тектоническая схема района работ

4.3. Нефтегазоносность

В пределах Арыскумской зоны нефтегазонакопления в основном установлены на горст-антиклиналях, регионально нефтегазоносный комплекс в объеме юры и мела, и зональный нефтегазоносный комплекс связанный с карбонатами и метаморфическими породами домезозойских образований.

Продуктивность палеозойского нефтегазоносного комплекса доказана открытием залежей на месторождениях Кенлык, Северо-Западный Кызылкия, Карабулак, Восточный Караванчи и других.

Отложения нижнего юрского нефтегазоносного подкомплекса представлены песчано-конгломератовой J_1cz и алевро – песчано-аргиллитовой J_1ab толщами. В отложениях J_1ab установлены пачки с активными газопроявлениями (скв.1 Арыскум), а на месторождении Дощан получены незначительные притоки нефти и газа. На сегодня в отложениях J_1cz и J_1ab больших открытий не установлено.

В среднем юрском нефтегазоносном подкомплексе промышленные притоки нефти и газа получены из песчаников дощанской свиты J_2ds - продуктивных горизонтов с Ю-V до Ю-X - на месторожлениях Нуралы, Северный Нуралы, Дощан, Тузколь, Кетеказган, Сорбулак и др.

В верхнем юрском нефтегазоносном подкомплексе промышленные притоки нефти и газа получены из песчано – алевролитовых отложений кумкольской свиты J_3km - продуктивные горизонты Ю-I, Ю- II, Ю- III, Ю-IV на месторождениях Кумколь, Нуралы, Аксай, Акшабулак и других. Из песчаных пропластков акшабулакской свиты J_3ak значительные притоки нефти и газа получены на месторождениях Коныс и Нуралы.

Глинисто- аргиллитовые отложения айболинской J_1ab, карагансайской J_2kr и акшабулакской J_3ak свит играют роль зональных флюидоупоров.

Продуктивность нижненеокомского подкомплекса мелового нефтегазоносного комплекса определяется наличием в основании нижненеокомской свиты арыскумского горизонта K_1nc_{ar}, включающего в себя песчано – гравелитовые отложения мощностью до 20 – 40м продуктивные горизонты М-I, М-II, перекрытые регионально выдержанной пачкой глин толщиной до 50 – 80 м. Последняя играет роль региональной покрышки по всей площади Арыскумского прогиба. Промышленные залежи в нижненеокомском подкомплексе установлены на месторождениях Кумколь, Арыскум, Акшабулак, Нуралы, Западный Нуралы, Ащисай, Кызылкия, Коныс, Бектас, Аксай.

Нефтегазоносность верхненеокомского подкомплекса выявлена с получением газовых залежей на месторождениях Коныс, Бектас и Западный Тузколь.

В Арыскумском прогибе за последние несколько лет, в результате геологоразведки, установлен нефтегазоносный комплекс апт - альб ($K_1a\text{-}al_{1\text{-}2}$).

Промышленные притоки получены на месторождениях Западный Тузколь, Жанбыршы и Южный Дощан.

Перспективность изучаемой территории на нефть и газ выявлена предыдущим недропользователем АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", бурением поисково-разведочных скважин в период 2007-2021гг по данным сейсморазведки, в результате чего были открыты месторождения Юго-Западный Карабулак, Карабулак, Северный Карабулак, Бухарсай, расположенные непосредственно к западу от участка Сарылан.

Непосредственно на участке недр Сарылан, притоки нефти с водой получены в скважине Кемер 3 из отложений сазымбайской свиты нижней юры, из интервала 3014-3053 м. Объем добытой нефти 8,17м^3 и воды 19,42м^3.

4.3.1. Нефтегазоносные комплексы.

Юрский нефтегазоносный комплекс – состоит из трех подкомплексов.

Нижний нефтегазоносный подкомплекс охватывает две свиты: сазымбайскую (J_1sz) и айбалинскую (J_1ab), представленные соответственно песчано-конгломератовой и алевро-песчано-аргиллитовой толщами.

В отложениях айбалинской свиты установлены пачки с активными газопроявлениями (скв. 1-П Арыскум, 1-П Акшабулак), а в скважине 5-Дощан из пачки аргиллитов и песчаников с Кп=16-20% получен фонтанный приток нефти с газом дебитом Qн= 24,8 м^3/сут. и Qг=3,3 тыс. м^3/сут.

Средний нефтегазоносный подкомплекс приурочен к отложениям дощанской (J_2d) и карагансайской (J_2kr) свит средней юры. На месторождении Майбулак в отложениях дощанской свиты выявлено четыре нефтяных залежи (горизонты Ю-IV, Ю-VI-VIII). Дебиты нефти – до 88,5 м^3/сут. на 7 мм штуцере. Залежи промышленного значения в отложениях дощанской свиты средней юры (горизонт Ю-IV) выявлены также на площадях Кумколь, Дощан и Сев. Нуралы.

Верхний нефтегазоносный подкомплекс приурочен к отложениям кумкольской (J_3km) и акшабулакской (J_3ak) свит верхней юры. Промышленная нефтегазоносность верхнеюрского подкомплекса доказана открытием залежей нефти и газа на месторождениях Кумколь, Южный Кумколь, Восточный Кумколь, Нуралы, Аксай, Акшабулак, Арыскум, Кызылкия, Дощан, Ащисай. Наибольшие дебиты нефти получены на месторождениях Кумколь и Акшабулак (до 125,8 и до 197 м^3/сут. соответственно).

Меловой нефтегазоносный комплекс.

С меловым нефтегазоносным комплексом связаны залежи нефти и газа на месторождениях Кумколь, Акшабулак, Южный Акшабулак, Аксай, Нуралы, Зап. Нуралы, Кызылкия, Арыскум, Коныс, Арысское, Ащисай, Кенлык.

В состав мелового нефтегазоносного комплекса входят два подкомплекса. Продуктивность ***нижнего подкомплекса*** связана с отложениями арыскумского горизонта нижнего неокома (K_1nc_1ar).

Практически все антиклинальные структуры Арыскумского прогиба, уверенно закрывающиеся по кровле отложений K_1nc_1ar, являются продуктивными (М-I и М-II).

Продуктивность ***верхнего подкомплекса*** связана с маломощными коллекторами, проявляющимися в глинистом разрезе отложений верхнего неокома. Нефтегазовые залежи в отложениях верхнего неокома открыты на структурах Бектас и Коныс, причем на структуре Бектас из нефтяной оторочки газовой залежи получен приток высоковязкой нефти, не имеющей самостоятельного промышленного значения.

4.4.Гидрогеологическая характеристика разреза

Площадь проектируемых работ приурочена к Южно-Торгайскому артезианскому бассейну. Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в ходе гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых, юрских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно–Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно – хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосолоноватых вод и бортах Арыскумского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высокоминерализационных хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации поводковых вод. Средняя зона также характеризуется свободным водообменном и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 92 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сенонских водоносных комплексов.

Результаты анализов пластовых вод приведены в таблицах 4.4.1 и 4.4.2.

Таблица 4.4.1 – Результаты анализов микрокомпонентов воды в скважине Кемер-1

Дата отбора проб	Место отбора проб	Плот-ность, г/см3	К.пр	PH	Cl^-	SO_4^{-2}	CO_3^{-2}	HCO_3^-	Ca^+_2	Mg^+_2	Na^++K^+	общ. минерал. мг/л	общ. жест., мг-экв/л	Fe. общая мг/л	Ba+2 мг/л	тем-ра ºF	сопротивление ом-м2/м
23.05.08	Кемер №1	1,074	10,8	10,4	61770	144,0	174	61	360,7	145,9	39465,9	102121,5	30,0	0	1866,6	72	0,016
23.05.08	Кемер №1	1,066	10,2	8,98	58362	170,1	90	152,5	1122,2	48,6	36612,5	96557,9	60,0	0,56	1914,3	72	0,016
23.05.08	Кемер №1	1,077	11,4	6,82	64681	32,0	0	152,5	280,5	24,3	41656,9	106827,2	16,0	1,16	2040,0	72	0,016
24.05.08	Кемер №1	1,074	11,0	10,69	61486	120	270	146,4	561,1	48,6	39461,4	102093,5	32	0,0	1421,1	74	0,06
24.05.08	Кемер №1	1,075	11,4	7,19	67095	158	0	152,5	1122,2	97,2	42178,9	110803,8	64	0,60	816,2	74	0,08
24.05.08	Кемер №1	1,067	10,4	10,18	61770	148	180	152,5	1082,1	72,9	38949,0	102354,5	60	0,44	1350,6	74	0,08
24.05.08	Кемер №1	1,034	10,6	8,72	59924	136	240	155,5	1162,3	72,9	37700,6	99391,3	64	0,92	1388,6	74	0,08

Таблица 4.4.2 – Химический состав и физические свойства пластовых вод скв. Кемер -3

Дата отбора проб	Обвод-ненность,%	Плот-ность, г/см^3	К.пр	PH	Cl^-	SO_4^{-2}	$CO_3^{-}{}_2$	HCO_3^-	Ca^{+2}	Mg^{+2}	Na^++K^+	общ. минерал. мг/л	Ba^{+2}	общ. жест., мг-экв/л	Fe. общая мг/л	мех примеси,%	тем-ра ^oF	сопротивление ом-м^2/м
27.07.09	100,0	1,103	19,4	5,54	89250,0	46,0	отс	183,0	22000,0	5208,0	12802,0	129489,0	1964,2	1100,0	249,6	0,3971	76	0,06
27.07.09	100,0	1,105	20,0	5,38	99750,0	200,0	отс	213,5	12920,0	4968,0	22066,5	140118,0	1861,2	1060,0	249,6	0,6879	76	0,06
28.07.09	100	1,036	7,4	5,48	36400	112	отс	158,6	12360	1488	6656,44	57175,04	1746,9	742	1,28	0,3117	76	0,14
28.07.09	100	1,103	19,4	4,91	91000	112	отс	91,5	16200	1704	37214,69	146322,19	1864,3	952	18,0	0,3214	76	0,08
08.08.09	82,0	1,028	5	6,15	28684	116	отс	427	1803,6	486,4	15831	47348,0	130	800,0	612,5	0,3661	72	0,12
18.08.09	95,0	1,072	14,2	5,11	77350,0	12,0	отс	427,0	20320,0	2064,0	23012,0	123185	1642,3	1188	249,6	6,6803	70	0,08
19.08.09		1,083	14,4	5,76	70000,0	80,0	отс	183,0	16640,0	840,0	24763,3	112506,3	1626,0	902,0	249,6	0,5768	72	0,16
20.08.09		1,087	15,0	5,30	77350,0	120,0	отс	335,5	24000,0	1056,0	22753,169	125614,7	1703,8	1200,0	249,6	3,3811	74	0,16
20.08.09		1,081	14,0	4,88	66500	22	отс	244	24200	1752	12046,462	104764,46	1996,7	1356,0	249,6	5,3278	70	0,18
02.09.09		1,075	12	5,65	64610	6	отс	457,5	13466,8	2967	21013,5	102520,8	700,0	916,0	1887,2	0,0845	70	0,18
14.09.09	100,0	1,075	12,4	4,86	67900,0	4,0	отс	457,5	7200,0	360,0	35244,4	111165,92	1958,8	390,0	249,6	0,6689	72	0,08
05.11.12	99,0	1,010	1,4	6,64	5250	388	отс.	466,7	320	216	2984,8	9625,5	723,8	34,0	3,5	0,0623	72	0,52

5.МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХРАБОТ

5.1. Цели и задачи разведочных работ

В пределах участка недр Сарылан предыдущим недропользователем - компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" было пробурено 8 поисково-разведочных скважин и получены локальные обнаружения УВ на структуре Кемер, в пробуренной скважине №3. В других скважинах: Кемер 1, Кемер 5, Кемер 2 и Кемер 4 коллектора отложений мела и юры по результатам проведенных исследований оказались водонасыщенны.

Скважины Теренсай-6, Кульсай 1 и Сасыксай 1 были ликвидированы по геологическим причинам в связи с отсутствием по ГИС перспективных на нефть и газ горизонтов.

Таким образом, на исследуемом участке небольшие притоки нефти были получены только в скважине Кемер 3 из глубоких горизонтов сазымбайской свиты нижней юры.

Учитывая вышесказанное, а также небольшую степень буровой изученности участка Сарылан, основной задачей настоящего проекта является проведение бурения разведочных скважин с целью детального исследования других не изученных ранее перспективных структур в пределах данного участка.

Целевым назначением проектируемых работ согласно настоящего Проекта является дальнейшее проведение разведочных работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения в пределах геологического отвода участка недр Сарылан, с целью поиска залежей нефти и газа на не исследованных ранее перспективных структурах в пределах геологического отвода участка недр.

Предусматривается определение границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологической модели структур и оценки их нефтеносности.

Для решения поставленных задач настоящим Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 130 км^2, а также бурение 2-х независимых разведочных скважин С-1 и С-2, с проектной глубиной 1300 ($\pm$ 250)м, проектным горизонтом - PZ.

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

На территории участка недр Сарылан планируется проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 130 км^2, в районе заложения проектных скважин С-1 и С-2, в пределах перспективных приразломных антиклинальных структур. (граф. приложение 3).

5.3. Система расположения проектируемых скважин

Скважина С-1 независимая, проектируется на полуантиклинальной структуре по кровле ОГ- PZ, ограниченной с востока разломом, на расстоянии 5,1км на запад от пробуренной скважины Сасыксай-1, с целью обнаружения и оценки коллекторов в отложениях верхней-средней юры и палеозоя. Прямоугольные координаты скважины : X- 716877, Y-5185592. Проектная глубина скважины – 1300 (± 250)м. Проектный горизонт - палеозой.

Скважина С-2 независимая, проектируется также на полуантиклинальной ловушке по кровле ОГ- PZ, ограниченной с востока разломом, на расстоянии 3,6 км на север от проектной скважины С-1, с целью обнаружения и оценки коллекторов в отложениях верхней-средней юры и палеозоя. Проектная глубина скважины – 1300 (± 250)м. Проектный горизонт - палеозой.

Местоположение проектных скважин подлежит корректировки после получения результатов интерпретации сейсмики 3Д.

5.4. Геологические условия проводки скважин

Проектными разведочными скважинами будут вскрываться отложения палеогена, мела, юры и палеозоя. Геологические условия проводки скважин представлены в таблице 5.4.1, ожидаемые осложнения при бурении в таблице 5.4.2.

Проектный литолого-стратиграфический разрез для разведочной скважины С-1 и С-2, глубиной 1300 (± 250)м.

Отложения палеогеновой системы P представлены в основании серыми и пестроцветными глинами, выше – алевролитами и песками, суглинками, являются мягкими по буримости и относятся к первой нормативной пачке. Вскрытие этих отложений рекомендуется долотами марки "М". Ожидаемая толщина 150 м.

Верхнемеловой отдел K_2 представлен нерасчлененной толщей турон-сенона K_2t-sn и сложен в нижней части мелкозернистыми песчаниками и песками серого цвета. В середине разреза преобладают тонкослоистые глины, постепенно заменяющиеся глинистыми алевролитами. Породы по буримости относятся также к первой пачке. Вскрывается долотами марки "М". Ожидаемая толщина – 120 м.

Нижне-верхний мел K_{1-2}. Верхний альб-сеноманский ярус $K_{1-2}al_3$-s. Отложения этого возраста представлены пестроцветными глинами, глинистыми алевролитами с прослоями песка и песчаника. Породы относятся к первой пачке, при бурении используются долота типа "М". Ожидаемая толщина 110 м.

Нижний мел K_1. Апт-альбский ярус K_1 a-al_{1-2}. Отложения представлены толщей серых песков, гравелитов с прослоями алевритистых

серых и зеленовато-серых глин, алевролитов, мелкогалечных конгломератов, известковистых песчаников и бурых углей. Породы относятся ко второй пачке. Вскрывается долотами марки "С". Ожидаемая толщина 110 м.

Нижний мел K_1. Верхний неоком K_1nc_2 . Отложения представлены толщей красноцветных глин, с маломощными прослойками слабосцементированных песчаников и песков зеленовато-серых. Породы верхнего неокома относятся к третьей пачке буримости, при бурении используются долота типа "С". Ожидаемая толщина - 150 м.

Нижний мел K_1. Нижний неоком K_1nc_1. Верхняя часть нижнего неокома сложена пестроцветными глинами, аргиллитами, местами переходящими в алевролиты. Породы относятся к четвертой пачке, при бурении используются долота типа "С". Толщина горизонта 110 м.

В нижней части разреза выделяется арыскумский горизонт K_1nc_1ar сложенный гравелитами, песчаниками серыми слабосцементированными и песками, коричневыми глинами. Породы относятся к четвертой пачке, при бурении используются долота типа "С". Толщина горизонта 20 м.

Верхняя юра J_3. Акшабулакская свита J_3 ak. Сложена пестроцветными глинами, плотными аргиллитами. По буримости породы относятся к пятой нормативной пачке, они менее подвержены размыву и вскрывается долотами типа "СТ" и "Т". Толщина 150 м.

Верхняя юра J_3. Кумкольская свита J_3km. Представлена толщей темно-серых глин с несколькими пачками песчаных пород. По буримости относится к пятой нормативной пачке и вскрывается долотами типа "СТ" и "Т". Ожидаемая толщина - 140 м.

Средняя юра J_2. Карагансайская свита J_2kr. Представлена черными аргиллитами с прослоями алевролитов и горизонтами песчаных коллекторов. По буримости относится к шестой нормативной пачке и вскрывается долотами типа "СТ" и "Т". Ожидаемая толщина – 90 м.

Отложения палеозоя PZ представлены серыми, темно-серыми известняками массивными, в различной степени органогенными с прослоями, доломитов, мергелей и аргиллитов. Известняки обломочные микрозернистые, средней твердости участками трещиноватые. Текстура массивная, катакластическая, неясно выраженная слоистая. Верхние части карбонатных пород выветрелые, кавернозные, с трещинами. Породы по буримости относятся к четвертой нормативной пачке и вскрывается долотами типа «Т». Вскрываемая толщина 150м.

На глубине 1300 м пластовое давление составляет 9-11 МПа, пластовая температура 50-52˚С.

Таблица 5.4.1. Геологические условия проводки скважин

№ п/п	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Твердость	Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина				давления, атм	температуры, °С	углы падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	0	150	150	Q+P	глина, суглинок, глина, мергель		10	20	0
2	150	270	120	K_2t-sn	глина, пески, алевролит со слоями глин	4-5	35	35	0
3	270	380	110	$K_{1-2}al_3$-s	Глина с прослоями алевролита и песчаника	5-10	47	42	0
4	380	490	110	K_1a-al_{1-2}	Песок, песчаник с прослоями глин и алевролитов	5-10	51	43	0-2
5	490	640	150	K_1nc_2	Глинистый алевралит, глина с прослойками песчаников	10-40	55	43	0-2
6	640	770	130	K_1nc_1	Красноцветные глины, гравелиты, песчаники, пески, коричнеые глины	10-40	57	44	0-2
7	770	920	150	J_3ak	Глины, аргиллиты	40-150	59	44	5
8	920	1060	140	J_3km	Аргиллит с прослоями алевролитов и песчаников	40-150	65	45	5
9	1060	1150	90	J_2kr	Аргиллит с прослоями алевролитов и песчаников	40-150	72	48	5
10	1150	1300	150	PR-PZ	Известняки, глинистые сланцы, кварцевые песчаники, гнейсы.	150-400	92	50	10

Таблица 5.4.2 -Ожидаемые осложнения при бурении

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	150-270	K_2t-sn	вода	При вскрытии водоносных пластов
2	920-1060	J_3km	нефть+газ	При вскрытии нефтеносных пластов
3	1060-1150	J_2kr	нефть+газ	При вскрытии нефтеносных пластов
4	1150-1300	PZ	нефть+газ	При вскрытии нефтеносных пластов

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Параметры промывочной жидкости должны обеспечивать успешную проводку скважины и качественное вскрытие продуктивных горизонтов с максимально возможным сохранением естественной проницаемости.

Исходя из пластовых давлений продуктивных горизонтов, опыта бурения скважин на территории работ и соседних месторождениях, проектируются следующие параметры бурового раствора, приведенные в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1.Параметры бурового раствора

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов
		плотность, г/см^3	вязкость, сек	СНС мгс/см^2 через 1/10 мин	водоотдача, см^3/30 мин	РН	
1	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***
Глубина скважин – 1300 (± 250)м							
0-150	Бентонитовый	1,10-1,14	30-35	20/50	8-10	8-9	Бн, КС, БК
150-1300	Полимер-калиевый	1,10-1,14	35-40	15/40	4-6	8-9	КС, KCl, Е-Т, Ez-MudDp, Pac R/l, BC, BB, DF, VX 84

Сокращенные слова реагентов: Бн – бентонит; КС – каустическая сода; БК – бикарбонат; Е-Т – Enviro-Thin; ВС – Baracarb; ВВ – Barabrine; DF – Deofam;VX84 – Visco Xc 84; KCL – хлорид калия.

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважин должна обеспечить надежную проводку скважин, качественное вскрытие продуктивных горизонтов противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований и отбор керна. Конструкция скважины проектируется исходя из опыта бурения скважин на площади проектируемых работ и соседних месторождениях, приводится в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1. Типовая конструкция скважин

№ п/п	Наименование колонны в скв. глуб.	Диаметр колонн	Марка стали	Глубина спуска	Высота подъема цемента за колонной	Примечание
1	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***
1	Направление	426*	Д	15	Забутовывается	Во избежание размыва устья скважины.
2	Кондуктор	324	Д	150	Цементируется до устья	Для перекрытия неустойчивых палеогеновых отложений. Установка ПВО.
3	Техническая колонна	245	N-80	900	Цементируется до устья	С целью перекрытия меловых отложений. Установка ПВО.
4	Эксплуатационная колонна	168	N-80	1300	Цементируется до устья	С целью перекрытия продуктивных горизонтов и их разобщения друг от друга, испытания в колонне.

Примечание: Подробные расчеты конструкции будут приведены в техническом проекте на строительство скважин.

5.7. Оборудование устья скважины

Для успешной проводки скважин и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора 324мм и тех.колонны 245мм на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление 13,8 и 31 МПа, соответственно. Характеристика ПВО приведена в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, кгс/см^2	Давление опрессовки устьевого оборудования, кгс/см^2	Количество превенторов шт.	Диаметр колонны на которую устанавливается превентор, мм
1	***2***	***3***	***4***	***5***
ОП-2-350х35 спаренный плашечный превентор.	350	138	1	324
Chinese 2FZ 35-35 Chinese FH 35-35	350 350	310	1 1	245
3. ОКК2-35-168х245 ЗПК-150х35	350 350	310 310	1 1	168 168

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

5.8.1. Отбор керна и шлама

Геологические исследования в процессе бурения сводятся к отбору шлама, керна по нефтегазоперспективным горизонтам и отбору образцов на анализы параметров коллекторов, наблюдению за поглощениями промывочной жидкости и нефтегазопроявлениями, соблюдением параметров глинистого раствора.

Отбор шлама предусматривается в интервалах 900-1300м через каждые 5м проходки для уточнения литологии стратиграфического разреза.

Отбор керна предусматривается в проектируемых скважинах по отложениям юры и палеозоя. В процессе бурения интервалы отбора керна будут уточняться по результатам ГИС и признакам проявления углеводородов по газовому каротажу.

Общий объем отбора керна по каждой скважине 40 м, что составляет - 3,0 % от глубины скважины.

Отбор керна производится колонковыми снарядами типа "Кобра" с бурильными головками 215,9/101,6. Вынос керна должен быть не менее 80%.

Отобранный керн детально и послойно изучают и описывают. Образцы керна отправляются на лабораторные анализы.

В таблице 5.8.1.1. приведена информация об отборе керна по проектным скважинам.

Таблица 5.8.1.1. Интервалы отбора керна

Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Количество скважин	Общий объем проходки с керном, м
1	***2***	***3***	***4***	***5***
Скважины С-1 и С-2 глубиной 1300 (± 250)м				
850-860	10	J_3 ak	2	20
950-960	10	J_3 km	2	20
1090-1100	10	J_2 kr	2	20
1200-1210	10	PZ	2	20
Всего	40		2	80
Итого				**80**

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

Для выявления и изучения в разрезе скважин нефтенасыщенных коллекторов и их параметров, уточнения интервалов отбора керна, опробования пластоиспытателем, контроля технического состояния ствола скважин предусматривается комплекс геофизических исследований, приведенных в таблице 5.8.2.1.

Таблица 5.8.2.1. Геофизические исследования

№№ п/п	Забой скважины, м	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	900	Стандартный электрический каротаж: один зонд ПС, КС, ГК, АК, НГК, кавернометрия, инклинометрия с точками замера через 25 м.	1:500	150-900м	
2	1300	Полный комплекс ГИС: один зонд ПС, КС, ГК, АК, НГК, кавернометрия, резистивиметрия, инклинометрия с точками замера через 25 м, термометрия, БКЗ (5зонда), МК, МБК, БК, ИК, ГГК-П, кавернометрия, микрокавернометрия, резистивиметрия, термометрия	1:200	850-1300 м	
3	900, 1300	Термометрия (ОЦК), акустический цементомер АКЦ, ГК и ЛМ	1:500 1:200	150-900м; 900-1300м	
4	1300	Газовый каротаж		150-1300м	

5.8.3.Опробование, испытание и исследование скважин

Опробование в процессе бурения пластоиспытателем на трубах производится для определения характера насыщения пластов, пластового давления и предварительной оценки их продуктивности. Перед опробованием каждого объекта производится запись стандартного каротажа вт.ч. кавернометрии для определения коллекторских свойств пласта в стволе скважины и уточнения места установки пакера.

В процессе бурения в проектируемых скважинах в открытом стволе предусматривается испытание 3-х интервалов в отложениях юры при помощи МИГ-146, в случае выявления в этих интервалах прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну, газовому каротажу или ГИС. Интервалы испытания показаны в таблице 5.8.3.1.

В эксплуатационной колонне предполагается испытать в скважинах по 3 объекта. Вскрытие продуктивных горизонтов предусматривается зарядами "Gris-Gan" с плотностью 18 отверстий на 1 п.м. с привязкой по ГК. и ЛМ.

Данные испытания в эксплуатационной колонне приводятся в таблице 5.8.3.2.

Таблица 5.8.3.1. Интервалы испытания в процессе бурения

Номер объекта	Интервал испытания, м	Возраст	Диаметр пакера, мм	Депрессия, МПа
1	***2***	***3***	***4***	***5***
скв. С-1 и С –2 (1300м)				
I	850-900	J_3 ak	МИГ-146	8
II	950-1000	J_3 km	-"-	8
III	1050-1100	J_2 kr	-"-	8

Таблица 5.8.3.2. Интервалы испытания в колонне

№ п/п объектов	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст	Способ вскрытия кол-во отверстий на 1 п.м.	Плотность промывочной жидкости, г/см^3	Метод вызова притока, кол-во режимов исследов.	Метод интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м
1	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***
скв. С-1 и С –2 (1300м)							
I	1200-1210	PZ	"Gris-Gan" 16-18 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД СКО	1190-1220
II	1090-1100	J_2 kr	"Gris-Gan" 16-18 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД СКО	1080-1110
III	950-960	J_3 km	"Gris-Gan" 16-18 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД СКО	940-970

Для каждого объекта предусматриваются следующие виды исследования:

При фонтанирующем притоке очистку призабойной зоны пласта производить в течение 48-часов через штуцер диаметром 8-10 мм, при не фонтанирующем притоке проводят откачку из скважины методом эрлифта (аэризацией) до получения чистого пластового флюида.

Исследования на приток при фонтанирующих объектах производятся на 5-и режимах: четыре прямого и один обратного хода со снятием начальной и конечной КВД. При не фонтанирующих объектах трехкратное прослеживание уровня до перелива или выхода на статический уровень. До прослеживания уровня ствол скважины очистить от технической воды, находящейся после замены бурового раствора на техническую воду и оставшейся после аэризации для получения притока пластового флюида.

- Производить замеры устьевых и забойных давлений, отбор глубинных и поверхностных проб нефти и воды.
- Изоляцию объектов производить установкой цементных мостов или взрыв - пакеров.
- Изменение проектных параметров опробования и испытания возможно геологической службой по фактическим данным.

- Солянокислотная обработка для очистки призабойной зоны.

5.8.4. Лабораторные исследования

Виды и объемы лабораторных исследований образцов пород, нефти, газа и воды приведены в таблице 5.8.4.1.

№ пп	Наименование исследования	Един. измер.	К-во образцов на 1 скв.
1	***2***	***3***	***4***
1	Анализ физических свойств коллекторов и покрышек	обр.	120
2	Петрографическое описание в шлифах	-"-	20
3	Минералогический анализ	-"-	20
4	Анализ поверхностных проб нефти и газа	проба	7
5	Анализ глубинных проб нефти	-"-	7
6	Определение коэффициента вытеснения нефти водой	-"-	4
7	Полный химический анализ пластовой воды с определением микрокомпонентов	-"-	4

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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 производится отбор проб для радиохимического анализа.

Сведения по виду и объему массовых поисков приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1.Сведения по виду и объему массовых поисков

№ пп	Виды работ	Един.изм.	Объем на 1 скв.
1	2	3	4
1	Гамма-каротаж	п.м	1300
2	Радиохимический анализ	проба	10
3	Контрольный гамма-каротаж	п.м	130

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В процессе проведения геологоразведочных работ, предусмотренных настоящим «Проектом…» геологической службой ТОО «TUMAR PETROL» должна систематизироваться информация о ежедневных полевых работах, о состоянии обработки полевых данных, об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе его, о проведенных комплексах ГИС, отборе проб и испытании продуктивных пластов. Эти данные в дальнейшем будут отражены в квартальных и годовых отчетах.

При бурении скважин постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства.

Документы, предшествующие бурению скважин:

- акты о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважин;
- геолого-технический наряд;
- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На скважину заводится дело, включающее в себя:

- журнал описания керна и шлама;
- журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа;
- геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопроявления.

Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающий процесс бурения и опробования скважины.

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

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

При получении положительных результатов и подтверждения наличия залежей нефти и газа будет дана оценка запасов углеводородов и постановка на них дальнейших поисково-разведочных работ.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов с дальнейшим вводом их в пробную эксплуатацию.

Если же месторождение оказалось с забалансовыми запасами, либо со сложными техническими проблемами, затрудняющими ввод его в эксплуатацию в данное время, то составляется отчет на объект, подлежащий длительной консервации по геолого-экономическим соображениям.

В случае отрицательных результатов бурения и испытания независимых разведочных скважин недропользователю необходимо: оценить объекты испытания или перераспределить на другие перспективные структуры зависимые разведочные скважины.

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

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

Работы по ликвидации 1(одной) скважины с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операций, продолжительностью 12час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12час., будут проводится 144 часа.

Таблица 8.1.–Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

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

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

Таблица 8.2–Используемые расходные материалы

Материал	Количество,баллон
Кислород	50
Пропан	16

Таблица 8.3–Вспомогательная техника

Наименованиетехники	Кол-во
Цементировочныйа грегат, ЦА-320	1
Цементосмесительная машина, СМН	1

Автокран	1
Автомашина“Камаз”	4
Автобус	1
Трактор	1

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5000000 тенге на 1 скважину. Согласно настоящему «Проекту…» предусматривается бурение 2-х скважин. Таким образом, общая сумма обеспечения ликвидации 2-х скважин составляет 10 000 000 тенге.

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

9.1. Общая задача охраны недр в период разведочных работ.

Одной из наиболее ответственных задач при разведочных работах на нефть и газ является охрана недр. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на месторождении в процессе бурения и испытания скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель Компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведочных работ предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для уточнения запасов месторождения и введения в пробную эксплуатацию;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- оперативная оценка извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

9.2. Охрана недр в процессе разбуривания участка недр

При разбуривании участка недр работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью – 1,08-1,18 г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, содержание которых в разрезе превышает 40 %, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химреагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается проводить бурение интервалов потенциально прихватоопасных с использованием ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов (бентонитовой глины и молотого известняка).

9.3. Выбор конструкции скважин, и охрана недр в процессе крепления

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими

кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважин выбрана согласно геологическим данным исходя из проектных горно-геологических условий бурения.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважин предусматривается следующая конструкция:

1. Направление, цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

2. Кондуктор, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных водопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.

3. Техническая колонна, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия неустойчивых отложений, в которых могут наблюдаться осыпи, поглощения бурового раствора, сальникообразования, сужения ствола.

4. Эксплуатационная спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, опробования и испытания перспективных объектов. Цементируется до устья.

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также через каждые 4 м скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверны устанавливаются турбулизаторы в количестве 20 шт. Для обеспечения подъема цементного раствора до устья устанавливается муфта ступенчатого цементирования МСЦ 1-168. Для улучшения качества крепления в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель трения. Для ускоренного формирования цементного камня в раствор под кондуктор вводится CaCl. Для предотвращения возможных водопроявлений бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважин.

2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.

3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.

4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

9.4. Охрана недр при освоении и испытании скважин

С целью получения необходимой информации о залежи и насыщающих пласт флюидах в поисковыхскважинах предусматривается испытание в колонне по три-пять объектов в каждой проектной скважине. Средняя длина интервалов объектов перфорации 20 м, плотность зарядов порядка 18 шт. на один погонный метр. После получения притока углеводородов производится отработка скважины на трех режимах.

До начала испытаний скважин проверяется и обеспечивается герметичность и надежность в работе выкидных линий, замерных устройств, емкостей.

Работы по освоению и испытанию скважин выполняется только в том случае, если высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту по строительству скважины и требованиям охраны недр.

В процессе испытания скважин нефть (нефтеконденсатная смесь) и пластовая вода собираются в емкости с последующим их вывозом в согласованные в установленном порядке места.

После окончания бурения, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

9.5. Охрана почв и водных объектов

Ввиду незначительной мощности плодородного слоя (гумуса), верхний слой почвы не снимается и не складируется. Производится насыпь под буровое оборудование и обваловка площадки.

Для предотвращения загрязнения почв химреагентами, их транспортировка и хранение предусматривается в исправной металлической таре (бочках), в целях изоляции от соприкосновения с грунтом. Предусматривается настил и укрытие из полиэтиленовой пленки. Химические реагенты хранятся на буровой в специальном сарае для химреагентов. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе.

Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, т.е. из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические емкости, из них насосами подается в скважину. Хранится буровой раствор в металлических ёмкостях.

Выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в контейнер и вывозится в специальный полигон. Буровой шлам в контейнерах отстаивается с разделением воды и твердей фракции. Отделенная жидкая фракция

фильтруется, и очищенная вода используется в производственных целях, твердая фаза нейтрализуется в процессе соледификации путем равномерного смешивания с вяжущим агентом (цемент, известь, гипс) и используется в строительстве.

Замазученный грунт вывозится по мере образования на участок компостирования в специализированную организацию для утилизации грунта, с помощью промывки и сжигания.

Для предотвращения загрязнения почвы сточными водами и случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-вышечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в металлические емкости. Для значительного сокращения объема воды, попадающей в сток и разливов бурового раствора производителю работ необходимо следить за герметичностью всех желобов, трубных соединений особенно в приустьевой части.

Нефть, накапливаемая в процессе испытания (освоения) скважины будет утилизироваться.

Объемы и виды работ, материально технические средства по очистке и повторному использованию шлама, сточных вод будут приведены в техническом проекте на строительство скважин.

9.6. Охрана атмосферного воздуха

Химреагенты, применяемые для обработки бурового и тампонажного растворов, сточные воды, исходя из опыта бурения, вредного влияния на атмосферу не оказывают.

Предотвращение выбросов нефти и газа при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважины производится созданием противодавления столба бурового раствора в скважине превышающем пластовое давление. Кроме того, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, которое перекрывает устье скважины в случае понижения противодавления на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу.

В соответствии с требованиями к разведке залежей нефти и газа и их подготовки к промышленной разработке поисково-разведочные скважины испытываются на получение притока нефти и газа с фонтанным притоком на поверхности. Газ, полученный при испытании, сжигается на линии факела согласно разрешения уполномоченного государственного органа.

9.7. Работы по контролю за состоянием окружающей природной среды.

В процессе строительства скважины предусматривается производить отбор проб почвы, воздуха, сточных вод, их анализ на содержание вредных

веществ в них. Не реже одного раза в месяц и в процессе освоения не реже двух раз на один режим освоения производят замеры загрязнения воздуха.

Объем и виды работ, материально-технические средства (приборы) будут приведены в техническом проекте строительство скважин.

По окончанию бурения и опробования скважины либо ликвидируется (в случае отсутствия промышленных притоков нефти и газа), либо перейдет в разряд эксплуатационного.

При ликвидации скважины нефтегазовые и водоносные горизонты изолируются цементными мостами, устье скважины оборудуется согласно типовому положению, отвечающему требованиям охраны недр, согласованному соответствующими контролирующими органами Республики Казахстан.

9.8. Радиационная безопасность.

Проектом не ожидается вскрытие и разбуривание радиоактивных пород, шлам которых выносится из скважины буровым раствором, вызвал бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Не ожидается также вскрытие пластов с пластовым флюидом (нефть, конденсат, вода, газ) содержащим радиоактивные вещества, поступление которых из скважины в процессе строительства её вызвало бы загрязнение окружающей среды.

Однако, поскольку все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементом, их накопление в нефти и газе, газовом конденсате, пластовых водах и их коллекторах являются естественным геохимическим процессом. В этой связи нефть, газоконденсат, пластовые воды газонефтяных горизонтов необходимо рассматривать с позиции радиоактивной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

В случае (по данным РК) вскрытия и разбуривания горных пород или пластов с пластовым флюидом с повышенной радиоактивностью, предусматривается произвести отбор шлама или керна горных пород из интервала с повышенной радиоактивностью, бурового раствора на выходе из скважины пластового флюида для анализа на содержание радионуклидов в них. В случае поступления из скважины, по результатам анализа бурового раствора, шлама, пластового флюида с удельной радиоактивностью (по нормам радиоактивной безопасности НРБ-96) свыше:

- для шлама (твердые частицы выбуренной породы) (НРБ-96, СПОРО-97 п.1,6)

  $2x\ 10^{-6}$ Ки/кг бета- активных веществ

  $1x\ 10^{-7}$ г/экв. радия/кг для гамма-активных веществ

  $2x\ 10^{-7}$ Ки/кг для альфа-активных веществ

- для бурового раствора, нефти, конденсата (жидкие вещества)

  $1x\ 10^{-5}$ Ки/л (НРБ-96, СПОРО-97 п.1,5)

- для газа (по гелию- 135) 7х 10^{-1} Ки/л (НРБ-96) предусматривается дальнейшие работы по строительству скважины производить с соблюдением «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-96) «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-97)» и «Инструкции радиоактивной безопасности», разработанной заказчиком и согласованной с обл. СЭС с учетом спецификации работ по строительству скважин, конкретных условий производства работ;
- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитные и наблюдательные зоны, размеры которых устанавливаются по согласованию с СЭС в зависимости степени радиоактивности от поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения радиоактивных выбросов в атмосферу;
- при наличии пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) собирать шлам и жидкие отходы в спецконтейнеры и обозначить знаками радиационной опасности;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производятся специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- ежемесячно, силами дозиметрической партии производить замеры радиоактивной загрязненности бурового раствора, шлама, пластового флюида, бурильных, насосно-компрессорных труб, бурового оборудования, водовода, воздуха рабочей зоны и выдавать конкретные санитарно-гигиенические рекомендации по снижению доз облучения, получаемых членами буровой бригады;
- установить предельную дозу облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не работающих с источниками ионизированного излучения, но которые по размещению их рабочих мест могут подвергаться воздействию радиоактивных веществ (НРБ-99 т.3.1.); 50$м^3$ (1$м^3$ в=0,1бэр) за календарный год;
- установить предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения – 20 $м^3$ в год (НРБ-99 п 3.1.6);
- установить допустимый уровень загрязнения поверхности:

кожный покров - 2 альфа част/$см^2$ мин.; 200 бета част/$см^2$· мин. (НРБ-99 т.8.9);

спецодежда - 5 -"- -"- 2000 -"-

оборудование - 5 -"- -"- 2000 -"-

- перед сдачей вахты, спецодежда должна быть проверена на степень загрязненности, один раз в неделю должна стираться со сбором грязной воды, разбавленной в 10 раз. Спецодежда, загрязненная сверх нормы, подлежит уничтожению;

- после сдачи вахты все члены буровой бригады должны принять душ;
- работу с пылевидными материалами в пределах буровой площадки производить в респираторах или применяя другие средства индивидуальной защиты;
- буровой инструмент, трубы, отдельные агрегаты бурового оборудования, загрязненные сверх допустимой нормы, подвергаются дезактивации раствором состава едкий натр -10 г, Трилон - Б- 10 г, вода 1 литр или другими щелочными растворами со сбросом продуктов дезактивации в шламовый амбар с разбавлением в 10 раз. Если после дезактивации загрязненность осталась сверх нормы, буровой инструмент, трубы, агрегаты бурильные оборудования подлежат замене и отправке на полигон захоронения.

Вышеуказанные мероприятия предусмотрены на случай вскрытия радиоактивных пород и пластов с радиоактивным флюидом.

Независимо от уровня радиоактивности вскрываемых пород и пластов, в целях профилактики, при демонтаже оборудования перед транспортировкой со скважины на скважину, производить дозиметрию бурового оборудования:

- вышко-лебедочного блока;
- насосного блока;
- циркуляционной системы;
- противовыбросового оборудования;
- приемных мостков.

9.9. Техническая и биологическая рекультивация.

По окончании строительства скважины производится техническая рекультивация отведенных земель, т.е. очистка территории от остатков материалов, загрязненного грунта и планировка площадки.

Биологическая рекультивация производится по окончании разработки месторождения.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Усредненная продолжительность строительства скважины глубиной 1300м, исходя из опыта бурения аналогичных скважин в Южно-Торгайском прогибе, составляет 70 суток. При этом на каждые 500м глубины затраты времени увеличиваются от 18 до 27%, в среднем на 22,5%. Точный расчет продолжительности строительства скважины приводится в технической части проекта.

Продолжительность проведения разведочных работ в рамках настоящего проекта – 6 лет (2023-2028гг). Согласно минимальной программы ГРР, геологоразведочные работы включают: бурение 2-х разведочных скважин, опробование и испытание скважин, отбор и анализ проб керна, нефти, воды.

Объемы и сроки проведения разведочного бурения приведены в таблице 10.1.1.

Таблица 10.1.1.

Год	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	2	3	4
2023г	Приобретение исторической информации, разработка проекта разведочных работ и проекта на строительство скважин	проект	2
2024г	Полевые Сейсморазведочные работы 3D, с Тех. проектом. Обработка и интерпретация сейсмических данных	кв.км.	130
2025г	Бурение независимых скважин С-1 и С-2, опробование, испытание скважин. Отбор керна, пластовых флюидов, лабораторные исследования.	скв / пог.м	2 / 2600
2026г	Испытание скважин, лабораторные исследования, оперативный подсчет запасов	объект, отчет	3 1
2027г	Анализ и обобщение геолого-геофизической информации с учетом новых данных, оперативный подсчет запасов. Составление проекта пробной эксплуатации.	проект	1
2028г	Реализация проекта пробной эксплуатации Окончательный подсчет запасов	отчет	1

11.ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Проектным документом предусматривается бурение 2-х разведочных скважин проектной глубиной 1300 (± 250)м, общей проходкой 2600м.

Предполагаемая стоимость ГРР на период разведочных работ 2023-2028гг составляет 1 545 900 000 тенге с НДС (Таблица 11.1.).

Таблица 11.1. Ожидаемые затраты на геологоразведочные работы.

Годы	Объем работ	Кол-во	Стоимость, тенге с НДС
Независимый этап разведки			
1 год 2023г	Приобретение исторической информации	1	1 000 000
	Разработка проекта разведочных работ для поиска УВС на Участке Сарылан	1	5 600 000
	Составление проекта на строительство скважин	1	4 000 000
Всего за первый год			**10 600 000**
2 год 2024г	Полевые Сейсморазведочные работы 3D 130 кв.км., с тех. проектом	130 кв.км	650 500 000
	Обработка и интерпретация Сейсмических данных	Отчет	75 000 000
Всего за второй год			**725 500 000**
3 год 2025г	бурение скважины С-1 (бурение, освоение, ГИС)	1300м	309 050 000
	Испытание скважины, объект	3	32 400 000
	Отбор керна, пластовых флюидов, лабораторные исследования		17 250 000
	бурение скважины С-2 (бурение, освоение, ГИС)	1300м	309 050 000
	Испытание скважины, объект	3	32 400 000
	Отбор керна, пластовых флюидов, лабораторные исследования		17 250 000
Всего за третий год			**717 400 000**
4 год 2026г	Испытание скважин, объект	3	32 400 000
	лабораторные исследования	1	10 000 000
	Оперативный подсчет запасов	1	15 000 000
итого за четвертый год			**57 400 000**

5год 2027г	Анализ и обобщение геолого-геофизической информации с учетом новых данных, оперативный подсчет запасов. Составление проекта пробной эксплуатации	1	15 000 000
итого за пятый год			**15 000 000**
6 год 2028г	Реализация проекта пробной эксплуатации Окончательный подсчет запасов	1	20 000 000
итого за шестой год			**20 000 000**
ИТОГО ГРР			**1 545 900 000**

12.ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1. Оценка ожидаемых ресурсов нефти и газа

Подсчет прогнозных ресурсов нефти на выявленных перспективных ловушках в районах проектных скважин, производился по формуле:

$V_Н = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_н \cdot \gamma_н \cdot Ө$, где:
V – геологические запасы нефти, тыс.т;
F – площадь нефтеносности, тыс.м^2;
h – нефтенасыщенная толщина, м;
m – коэффициент пористости, доли ед;
$\beta_н$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед;
$\gamma_н$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3;
Ө – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях.

Результаты подсчета прогнозных ресурсов нефти приведены в таблице 12.1.1.

Общие оценочные ресурсы нефти составляют : геологические запасы – 2801,4 тыс.т. извлекаемые запасы – 840,4 тыс.т.

12.2. Оценка сопутствующих компонентов на проектируемых площадях

Обнаружение сопутствующих в нефти и газе компонентов промышленного значения на площади проведения поисковых работ не ожидается.

Таблица 12.1.1.

Сводная таблица подсчета прогнозных ресурсов нефти

Район скважины	Нефтенасыщенная площадь, тыс. м^2	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м^3	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см^3	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т.
				открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Горизонт PZ										
С-1	10875,0	5	54375	0,10	0,500	0,680	0,800	1479	0,3	443,7
С-2	9723,7	5	48618,5	0,10	0,500	0,680	0,800	1322,4	0,3	396,7
Итого PZ								**2801,4**		**840,4**
Всего								**2801,4**		**840,4**

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Предполагаемая геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели разведочных работ приводятся в таблице 13.1.

Таблица 13.1. Основные технико-экономические показатели разведочных работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем
1	2	3	4
1	Количество проектных разведочных скважин	шт.	2
2	Проектная глубина, горизонт	м	1300, PZ
3	Суммарный метраж	м	2600
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст–мес	910
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге	309 050
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге	237,7
7	Предполагаемые затраты на разведочное бурение на площади	тыс. тенге.	1 545 900
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	6
9	Ожидаемый прирост запасов нефти, газа, конденсата	тыс.т, млн. $м^3$	2801,4/0,0
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	т/м, тыс.$м^3$/м	1077,5/0,0
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	тыс.т/скв., млн.$м^3$/скв.	1400,7/0,0
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти, (тыс. $м^3$) ожидаемых запасов газа	тыс.тенге /т млн.тенге /1000 $м^3$	0,55/0,0

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ТОО «TUMAR PETROL» проводит работы на участке недр Сарылан на основании контракта №5128-УВС от 08.11.2022 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке недр Сарылан, расположенного в Улытауской области Республики Казахстан.

Целевым назначением проектируемых работ согласно настоящего Проекта является дальнейшее проведение разведочных работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения не исследованных ранее структурных поднятий в пределах геологического отвода участка недр Сарылан, с целью поиска и оценки залежей нефти и газа.

Предусматривается определение границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологической модели структур и оценки их нефтеносности.

Настоящим проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 130 км^2 , а также бурение 2-х независимых разведочных скважин С-1 и С-2, проектной глубиной – 1300 ($\pm$ 250)м, проектным горизонтом PZ. Объемы и сроки запланированных геологоразведочных работ – 2023-2028гг.

В проектных скважинах предусматривается комплекс ГИС по всему стволу скважин, опробование вскрытых продуктивных горизонтов в процессе бурения и эксплуатационной колонне. Для обоснования подсчетных параметров планируется проведение анализов керна, глубинных и поверхностных проб нефти, газа и пластовой воды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

1.	Фондовые геолого-геофизические материалы
2.	Приказ Министра энергетики РК № 329 от 20.08.2018 г. « Методические рекомендации по составлению проектов…»
3.	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». Астана, 2017
4.	Контракт №5128 от 08.11.2022г на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Сарылан в Улытауской области РК.

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Заключение метрологической экспертизы 78
Приложение 2 Протокол заседания научно-технического совета компании исполнителя 79
Приложение 3 Протокол совместного заседания научно-технического совета заказчика и исполнителя 81
Приложение 4 Копия лицензии на право проектирования горных работ.....83
Приложение 5 Заключение по экологии..... 86

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1. Географо-экономические условия..... 13
Таблица 3.1.1. Геолого-геофизическая изученность.....17
Таблица 3.1.2. Изученность глубоким бурением.....19
Таблица 3.1.3. Сведения о состоянии выполнения проектов разведочных работ.....20
Таблица 3.3.1. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скважине Кемер-1.....22
Таблица 3.3.2. Интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне в скв. Кемер-1.....23
Таблица 3.3.3. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скважине Кемер-2.....23
Таблица 3.3.4. Геолого-геофизическая характеристика пластов – коллекторов в скв. Кемер-2.....24
Таблица 3.3.5. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скважине Кемер-3.....24
Таблица 3.3.6. Интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне в скв. Кемер-3.....26
Таблица 3.3.7. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скважине Кемер-4.....26
Таблица 3.3.8. Выполненные методы ГИС и оценка их качества в скважине Кемер-5.....27
Таблица 3.3.9. Интервалы, рекомендованные к испытанию в колонне в скв. Кемер-5.....28
Таблица 4.4.1 Результаты анализов микрокомпонентов воды в скважине Кемер-1.....39
Таблица 4.4.2. Химический состав и физические свойства пластовых вод скв. Кемер -3.....40
Таблица 5.4.1. Геологические условия проводки скважин.....44
Таблица 5.4.2 -Ожидаемые осложнения при бурении.....45
Таблица 5.5.1. Параметры бурового раствора..... 46

Таблица 5.6.1. Типовая конструкция скважин 47
Таблица 5.7.1. Оборудование устья скважины.....47
Таблица 5.8.1.1. Интервалы отбора керна 48
Таблица 5.8.2.1. Геофизические исследования 49
Таблица 5.8.3.1. Интервалы испытания в процессе бурения..... 50
Таблица 5.8.3.2. Интервалы испытания в колонне 50
Таблица 5.8.4.1. Лабораторные исследования скважин **Ошибка! Закладка не опреде**
Таблица 6.1.Сведения по виду и объему массовых поисков.....52

Таблица 8.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины..... 55
Таблица 8.2 Используемые расходные материалы 55
Таблица 8.3 Вспомогательная техника..... 55
Таблица 10.1.1. Объемы и сроки проведения разведочных работ.....65

Таблица 11.1. Ожидаемые затраты на геологоразведочные работы.....67

Таблица 12.1.1.Сводная таблица подсчета прогнозных ресурсов нефти.....70

Таблица 13.1. Основные технико-экономические показатели поисковых работ 711

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис.1.1. Геологический отвод участка недр Сарылан. 11
Рис.1.2. Картограмма геологического отвода участка недр Сарылан. 12
Рис.2.1. Обзорная карта района работ 15
Рис. 4.2.1. Тектоническая схема района работ 34

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Название приложений	№ приложения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секретности
1	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***
1.	Тектоническая схема Арыскумского прогиба.	1	1	1:500 000	ДСП
2.	Сводный геолого-литологический разрез	2	1	1:2 000	ДСП
3.	Схема размещения профилей и фонда скважин	3	1	1:100 000	ДСП
4.	Структурная карта по кровле ОГ-PZ	4	1	1:100 000	ДСП
5.	Временные разрезы через проектную скважину С-1	10	1	гор. 1:25 000 вер. 1:100мс	ДСП
6.	Временные разрезы через проектную скважину С-2	10	1	гор. 1:25 000 вер. 1:100мс	ДСП
7.	Геологические разрезы через проектные скважины С-1 и С-2	11	1	гор.1:50 000	ДСП
8.	ГТН на строительство скважин глубиной 1300 (+ 250) м.	13	1	1:5 000	ДСП

Всего графических приложений – 8
Всего листов - 8

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Заключение
метрологической экспертизы

по "Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г ".

Авторы: Бигараев А.Б., Грибков В.А., Абдуллаев И.Ш. и др.

Отчет составлен в результате обработки и обобщения первичных геолого-геофизических материалов, без применения каких-либо измерительных и исследовательских приборов и оборудования. В связи с этим, отчет метрологической экспертизе не подлежит.

Главный геолог
ТОО «Мунайгазгеолсервис» В.А. Грибков

Протокол
технического совещания специалистов ТОО «Мунайгазгеолсервис»

«__» _____2023 г. г. Шымкент

Присутствовали:
Бигараев А.Б. – генеральный директор
Грибков В.А. – главный геолог
Абдуллаев И.Ш. – главный геофизик
Жумабек С.У. – ведущий инженер

ПОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:

Рассмотрение «**Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г**», составленный ТОО «Мунайгазгеолсервис».

С кратким изложением выступил г. Грибков В.А. Он отметил, что вышеназванный проект составлен согласно договора между ТОО «TUMAR PETROL» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» и геологического задания, подписанного генеральным директором ТОО «TUMAR PETROL» г. Солтыбековым Д.Б.

Изучаемый участок недр ранее принадлежал компании АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", и был возвращен государству в 2022г. в связи с завершением периода разведки.

В пределах участка Сарылан компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" ранее было пробурено 8 поисково-разведочных скважин и открыты локальные обнаружения УВ на структуре Кемер, в скважине №3.

Фондовые материалы детальных сейсморазведочных и буровых работ, выполненных на изучаемом участке компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", использованы для составления настоящего Проекта.

Целевым назначением проектируемых работ согласно настоящего Проекта является дальнейшее проведение разведочных работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения в пределах геологического отвода участка недр Сарылан, с целью поиска залежей нефти и газа на не исследованных ранее перспективных структурах в пределах геологического отвода участка недр.

Предусматривается определение границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологической модели структур и оценки их нефтеносности.

Для решения поставленных задач настоящим Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 130 км^2, а также бурение 2-х независимых разведочных скважин С-1 и С-2, с проектной глубиной 1300 (± 250)м, проектным горизонтом - PZ.

Заслушав и обсудив сообщение Грибкова В.А. и ознакомившись с представленным проектом, совещание **решило:**

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022» **одобрить.**

2. Данный проект направить для согласования в ТОО «TUMAR PETROL» и для получения экологической экспертизы регионального масштаба.

Председатель ТС Бигараев А.Б.

Секретарь Жумабек С.У.

Протокол

Совместного технического совещания ТОО «TUMAR PETROL» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» по рассмотрению **«Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г».**

«__» _____2023 г. г. Кызылорда

Присутствовали:
От ТОО «TUMAR PETROL»
Солтыбеков Д.Б. – Генеральный директор, председатель
Шин В.В. - Главный геолог, секретарь

От ТОО «Мунайгазгеолсервис»
Бигараев А.Б. – Генеральный директор
Грибков В.А. – Главный геолог
Абдуллаев И.Ш. – Главный геофизик

ПОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:

Рассмотрение «**Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022 г**», составленный ТОО «Мунайгазгеолсервис».

С кратким изложением выступил г. Грибков В.А. Он отметил, что вышеназванный проект составлен согласно договора между ТОО «TUMAR PETROL» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» и геологического задания, подписанного генеральным директором ТОО «TUMAR PETROL» г. Солтыбековым Д.Б.

Изучаемый участок недр ранее принадлежал компании АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", и был возвращен государству в 2022г. в связи с завершением периода разведки.

В пределах участка Сарылан компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" ранее было пробурено 8 поисково-разведочных скважин и открыты локальные обнаружения УВ на структуре Кемер, в скважине №3.

Фондовые материалы детальных сейсморазведочных и буровых работ, выполненных на изучаемом участке компанией АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", использованы для составления настоящего Проекта.

Целевым назначением проектируемых работ согласно настоящего Проекта является дальнейшее проведение разведочных работ на нижнемеловые, юрские и палеозойские отложения в пределах геологического отвода участка недр Сарылан, с целью поиска залежей нефти и газа на не исследованных ранее перспективных структурах в пределах геологического отвода участка недр.

Предусматривается определение границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологической модели структур и оценки их нефтеносности.

Для решения поставленных задач настоящим Проектом предусматривается проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 130 км^2, а также бурение 2-х независимых разведочных скважин С-1 и С-2, с проектной глубиной 1300 (± 250)м, проектным горизонтом - PZ.

Также в проекте предусмотрена рабочая программа с физическими и финансовыми объемами.

Заслушав и обсудив сообщение Грибкова В.А. и ознакомившись с представленным проектом, совещание **решило:**

1. Разработанный «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Сарылан в области Улытау, согласно контракта № 5128-УВС от 08.11.2022» **одобрить.**

2. Данный проектный документ направить на получение заключения экологической экспертизы регионального масштаба и в Центральную комиссию по разведке и разработке углеводородов Министерства энергетики РК.

Председатель ТС Солтыбеков Д.Б.

Секретарь Шин В.В.

20010247

ЛИЦЕНЗИЯ

16.07.2020 года **20010247**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью " Мунайгазгеолсервис"**

050000, Республика Казахстан, г.Алматы, улица Гоголя, дом № 86, офис 708
БИН: 960140001703

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Алмауытов Сабит Базарбаевич**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **22.07.2009**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Нур-Султан**

20010247

123

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 20010247

Дата выдачи лицензии 16.07.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Ведение технологических работ (геофизические работы) на месторождениях углеводородов
- Испытание скважин на месторождениях углеводородов
- Освоение, опробование скважин на месторождениях углеводородов

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

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Мунайгазгеолсервис "**

050000, Республика Казахстан, г.Алматы, улица Гоголя, дом № 86, офис 708, БИН: 960140001703

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **г. Шымкент, мкр-н Турлан, ул. Шмидта, 1 В.**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Алмауытов Сабит Базарбаевич**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

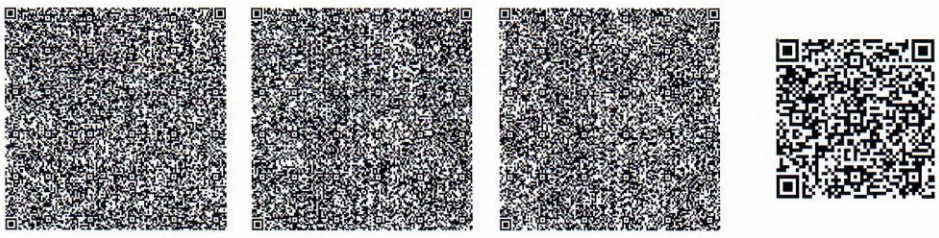
Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи 16.07.2020

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. 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.

приложения
Место выдачи г.Нур-Султан



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. 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.