

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Black Gold Operating Company»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«SciRes»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Black Gold Operating
Company»


«___» _____ **Нурбаев Б.К.**


ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ АЩИБУЛАК

(Договор № 07-2021 от «14» декабря 2021 г.)

Авторы:
Мырзагалин А.
Сакауов Б.К.,

Директор ТОО «Sci Res»



Мырзагалин А.М.

г. Актау, 2022 г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственный исполнитель,

Главный специалист



Сакауов Б.К.

Специалист по геологии и разработке
месторождений нефти и газа



Толеков Б.К.

Главный специалист по экологии и
охране окружающей среды



Драган А.В.

Оформление графики и отчета



Джуксангалиева А.

Авторы: Сакауов Б.К., Мырзагалин А.М. и др.
«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак»

Книга. Текст отчета – 94 стр., в т.ч. 2 рис., 20 табл.; 8 источн, 4 текстовых приложений;

Папка с графическими приложениями – 11 граф. прил. на 11 л.

Компакт-диск – 1 шт.

Проектная организация: ТОО «SciRes»

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

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

Дата составления Проекта: 01.02.2022г;

Адрес объекта исследований: Темирский и Мугалжарский районы Актюбинской области Республики Казахстан;

Недропользователь: ТОО «Black Gold Operating Company», адрес: г. Алматы, мкрн.Кок-Тобе, ул. Жанибекова, 84;

Контракт № 4941-УВС от «1» июля 2021 г.

РЕФЕРАТ

Целевое назначение работ: Участок Ащибулак административно относится к Актюбинской области Республики Казахстан и охватывает территорию Темирского и Мугалжарского районов.

В работе представлены геолого-геофизическая характеристика участка недр, данные нефтегазоносности вскрытого разреза, результаты сейсморазведочных работ МОГТ 2Д прошлых лет, выбор и обоснование перспективных объектов.

На основе проведенного анализа определены планируемые объемы сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д и местоположение 3 поисковых скважин проектной глубиной 3000 м и проектным горизонтом скважин – верхняя пермь с целью продолжения поисковых работ на структурах, выявленных сейсморазведкой МОГТ 2Д в период 1930-1992 г.г и выявления залежей УВ. Освещены методика и объем разведочных работ, цель и задачи, объемы промыслово-геофизических исследований, расчет прогнозных ресурсов и основные финансово-экономические показатели.

Ключевые слова: УЧАСТОК НЕДР, МОГТ 2Д, СКВАЖИНА, ЗАЛЕЖЬ, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ОТРАЖАЮЩИЙ ГОРИЗОНТ, БУРЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ.

Составил

Мырзагалин А.

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

ТОО «Black Gold Operating Company»

Нурабаев Б.К.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащibuлак» и проекта «Оценки воздействия на окружающую среду» (ОВОС)

к нему

1. Целевое назначение работ: Разработка и согласование проектов в соответствии с нормативными документами, а также требованиями природоохранных законодательств Республики Казахстан.

Полезное ископаемое: нефть

Наименование объекта: Контрактная территория ТОО «Black Gold Operating Company».

Местонахождение объекта: РК, Актыобинская область, Темирский район, участок Ащibuлак.

2. Основание на проведение работ

- Контракт на разведку и добычу.

3. Исходные данные для проектирования:

- В.Кан, Р.Чанышев, П.Патрушев. Технический отчет о работах сейсмической партии №5-6/65 МРНП и МОВ на площадях Шубар-Кудук, Джаксымай, Остансук Кандагачского района Актыобинской области Казахской ССР (Актыобинская геофизическая экспедиция.1966г.);

- Ф.А.Гилязов, Т.В.Зеликман, В.В.Зорин. Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Ащикольского поднятия фундамента востока Прикаспийской впадины за 1989-1991 гг. (Казахское ПГО по геофизическим работам "Казгеофизика". Турланская геофизическая экспедиция. 1991г.);

- Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В., Зорин В.В., Шесслер Е.К., Ходжаев О.У. Результаты поисково-детальных работ МОГТ по надсолевым и подсолевым отложениям на площади подсолевых структур Шиликтинская и Жаксымай за 1991-1992 годы и по надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Жежалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай востока Прикаспийской впадины за 1990-1992 годы. Отчет Шиликтинской партии № 7/91-92 и Шубаркудукской партии № 7/90-92. (Казахский государственный геофизический трест. Турланская геофизическая экспедиция. 1992г.).

4. НИР должна соответствовать следующим нормативным документам:

- Кодекс «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК.

- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239.

- «Методические рекомендации по проектам разведочных работ» утверждённые приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.

5. Состав и содержание работы

В соответствии с Методическими рекомендациями по составлению проектов разведочных работ, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.

Выполнить анализ имеющейся геолого-геофизической информации по участку Ащibuлак. По результатам анализа геолого-геофизической информации выделить перспективные площади для проведения геологоразведочных работ по надсолевым и подсолевым отложениям. Выделить перспективные площади для проведения сейсморазведочных работ 2Д по надсолевым и подсолевым отложениям. Определить

очередность проведения геологоразведочных и сейсморазведочных работ по перспективным участкам работ. Предварительно, по имеющимся материалам определить местоположение проектных разведочных скважин в надсолевом комплексе осадочных отложений.

Разработка Проекта «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» (стадию определить самостоятельно согласно действующих НПА и полученного заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и/или скрининга воздействия намечаемой деятельности) должен быть выполнен строго в соответствии Экологическому Кодексу РК и другими нормативно-техническими требованиями РК в области охраны окружающей среды, а также исходными данными, предоставленными Заказчиком. Составить и подать заявление (от имени Заказчика) о намечаемой деятельности в уполномоченный/исполнительный орган в области охраны окружающей среды (ООС), осуществлять контроль за сбором замечаний и предложений заинтересованных органов и общественности, в случае необходимости оформить и согласовать протокол, внести изменения/разъяснения в Проект с учетом замечаний и предложений, после определения госорганом сферы охвата /заключения о результатах СКРИНИНГА/СКОУПИНГА в случае необходимости разработать ОВОС, проект отчета о возможных воздействиях, либо проведение экологической оценки по упрощенному порядку, получить положительное заключение госоргана в области ООС. (Провести все процедуры от заявления о намечаемой деятельности до получения заключения органа в области ООС)

Особые условия проектирования:

- Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласия Заказчика;
- Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проект после согласования с Заказчиком.
- Руководствоваться строго нормативными и методическими документами, утвержденными в РК, а также исходными данными, предоставленными Заказчиком;
- ОВОС передать Заказчику (в полной комплектации) в Word и pdf со всеми расчетами, приложениями, согласованиями, Протоколами, графиками и т.д.
- Еженедельно представлять Заказчику отчет в письменном виде по статусу выполнения работ;

6. Экспертная оценка и утверждение проектного документа

- Составление «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак» и Проекта ПредОВОС к нему - Согласование Проекта с Заказчиком;
- Проведение за свой счет общественных слушаний по защите проекта ПредОВОС;
- Согласование Проектов в контролирующих органах РК согласно действующему законодательству;
- Согласование Проекта с Независимыми Экспертами ЦКРиР РК (АО ИАЦНГ) за счет средств Подрядчика.
- Защита Проекта в ЦКРиР РК и сдача работы Заказчику.

8. Сроки выполнения работ: 45 календарных дней, без учета согласований.

9. Количество экземпляров: Передача Заказчику 2 (двух) экземпляров Проектов с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

Главный геолог
ТОО «Black Gold Operating Company»

Егоров И. Л.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	11
2. ГЕОГРАФО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	13
3. ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	15
3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке	15
3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	22
3.3. Геофизические и геохимические исследования скважин	22
3.4. Лабораторные исследования по керну	23
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО УЧАСТКА.....	25
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика.....	25
4.2. Тектоника.....	32
4.3. Нефтегазоносность	37
4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза	46
5. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	50
5.1. Цели и задачи проектируемых работ	50
5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	52
5.2.1 Обработка и интерпретация сейсморазведочных работ	53
5.3. Порядок размещения скважин	54
5.4. Геологические условия проводки скважин	55
5.5. Характеристика промывочной жидкости.....	56
5.6. Обоснование типовой конструкции скважин	57
5.7. Оборудование устья скважин	58
5.8. Комплекс геолого-геофизических исследований.....	59
5.8.1. Отбор керна и шлама.....	59
5.8.2. Геофизические и геохимические исследования	61
5.8.3. Опробование, испытание перспективных горизонтов	63
5.8.4. Лабораторные исследования	66
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	68
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	69
8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	70
8.1. Расчет затрат на ликвидацию скважин	70
8.2. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства	71
8.3. Расчет рекультивации земли	71
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	73
9.1. Факторы негативного воздействия на геологическую среду	73
9.2. Охрана недр при проведении разведочных работ	74
9.3. Воздействия проектируемых работ на геологическую среду	77
9.4. Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду	78
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	81
11. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ.....	82
11.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти	82
12. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ	84
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	87

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 Географо - экономические условия	13
Таблица 3.1.1-Геолого - геофизическая изученность разведочного участка Ащибулак	21
Таблица 3.4.1-Виды и объёмы лабораторных исследований выполненных, на месторождении Шубаркудук.....	24
Таблица 5.3.1-Проектный стратиграфический разрез поисковых скважин П-1, П-2, П-3.....	55
Таблица 5.4.1 Геологические условия проводки скважин	56
Таблица 5.4.2 - Интервалы возможных осложнений.....	56
Таблица 5.5.1- Характеристика промывочной жидкости	57
Таблица 5.6.1-Рекомендуемая конструкция скважин П-1, П-2, П-3 на участке Ащибулак	58
Таблица 5.7.1 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования для проектных скважин	59
Таблица 5.8.1.1. - Сведения по проектному отбору керна	60
Таблица 5.8.2.1 - Планируемый комплекс ГИС, ГТИ в проектируемых скважинах ..	62
Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ	69
Таблица 8.1-Количество операционных затрат при ликвидации одной скважины	71
Таблица 8. 2-Стоимость ликвидации одной скважины	71
Таблица 8. 3-Используемые материалы	71
Таблица 8. 4 - Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Ащибулак	72
Таблица 10.1-Виды и объемы работ период разведки 2022-2027 г.г.....	81
Таблица 11.1.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти на участке Ащибулак	83
Таблица 12.1 - Основные показатели проектируемых поисковых работ на участке Ащибулак	84
Таблица 12.2 - Укрупненный сметно-финансовый расчет стоимости всех видов и объемов ГРП, 2021-2027 г.г.....	86

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 2.1-Обзорная карта района работ	14
Рис. 3.1.1 – Схема сейсмической изученности разведочного участка	20

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№ прило- жения	Наименование приложений	Стр.
1	2	3	4
1	1	Протокол. Заседания научно – технического совета ТОО «SciRes»	88
2	2	Протокол совместного совещания ТОО «Black Gold Operating Company» и ТОО «SciRes»	89
3	3	Заключение метрологической экспертизы	91
4	4	Геологический отвод	92
5	5	Государственная лицензия	

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложений	Масштаб	Кол-во лист	Гриф секрет- ности
1	Карта геолого – сейсмической изученности	1:100 000	1	н/с
2	Структурная карта по отражающему горизонту П ₃	1:100 000	1	н/с
3	Структурная карта по отражающему горизонту П ₂ ¹	1:100 000	1	н/с
4	Структурная карта по отражающему горизонту П ₁	1:100 000	1	н/с
5	Структурная карта по отражающему горизонту VI	1:100 000	1	н/с
6	Структурная карта по отражающему горизонту D	1:100 000	1	н/с
7	Структурная карта по отражающему горизонту III	1:100 000	1	н/с
8	Геологический разрез по профилю 9007233	Гор:20 000 Верт: 20 000	1	н/с
9	Геологический разрез по профилю 9007236	Гор:20 000 Верт: 20 000	1	н/с
10	Геологический разрез по профилю 9008269	Гор:20 000 Верт: 20 000	1	н/с
11	Сводный геолого – геофизический разрез	1:2000	1	н/с

Всего 10 графических приложений на 10 листах.

1. ВВЕДЕНИЕ

Контракт № 4941-УВС от 01.07.2021 года на разведку и добычу углеводородов на участке Ащибулак подписан между Министерством Энергетики Республики Казахстан и ТОО «Black Gold Operating Company». Срок действия контракта на разведку равен 6 годам до 01.07.2027 года.

Настоящий отчет «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак» выполнен ТОО «Scires» по договору № 07-2021 от 14.12.2021 г. с ТОО «Black Gold Operating Company».

Начало геологоразведочных работ восточной части Прикаспийской впадины приходится на «советские» годы, начиная с 1931 года и продолжаются по настоящее время.

В пределах разведочного участка по результатам ранее проведенной сейсморазведки МОГТ 2Д выявлено ряд локальных структур, требующих до изучения.

Целью проекта является изучение геологического строения надсолевого и подсолевого комплекса пород, обнаружение потенциальных ловушек для скопления УВ в пределах разведочного участка Ащибулак.

Административно участок относится к Актюбинской области Республики Казахстан и охватывает территорию Темирского и Мугалжарского районов.

Географически площадь относится к восточной части Прикаспийской впадины. Площадь участка составляет 2491,88 км².

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

Географические координаты угловых точек приведены ниже в таблице

1.1.

Угловые точки	Географические координаты	
	Северная широта	Восточная долгота
1	49° 10'00"	56° 00'00"
2	49° 33'00"	56° 00'00"
3	49° 33'00"	56° 50'00"
4	49° 10'00"	56° 50'00"

Ранее северная часть разведочного участка принадлежала ТОО «Zhan Oil (Жан Ойл)», по истечению срока действия Контракта ТОО «Zhan Oil (Жан Ойл)» вернул территорию Государству.

Ранее проведенными геологоразведочными работами, включающие сейсморазведку МОГТ 2Д и бурение поисковых скважин в пределах участка Ащибулак выявлены надсолевые и подсолевые локальные структуры.

В пределах участка по основным опорным отражающим горизонтам П1,П'2,П3 в подсолевом разрезе осадочного чехла выделены зоны поднятий: Шиликты - Северный Шиликты - Вост.Шиликты - Жаманагаш-Жаксымайская.

В надсолевом комплексе выделены перспективные локальные структуры в отложениях пермтриаса и верхней перми: Жаксымай, Кызылкудук, Жылтырмола, Жаманагаш.

Перспективность данного участка можно расценивать как высокую, так как в пределах участка выявлены надсолевые месторождения и локальные структуры как в надсолевом, так и в подсолевом комплексах.

Настоящим «Проектом разведочных работ ... » предусматривается проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в пределах локальных структур в объеме 3000 пог.км и 18,4 кв.км соответственно с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их к поисковому бурению и бурение 3 проектных поисковых скважин глубиной 3000 м. Весь объем работ планируется выполнить в период с 2023 по 2027 г.г.

Работа выполнялась в постоянном контакте со специалистами геологической службы ТОО «Black Gold Operating Company», которым мы глубоко признательны за помощь и консультации, и рассчитываем на дальнейшее плодотворное сотрудничество.

2. ГЕОГРАФО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 Географо - экономические условия

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Восточная часть Прикаспийской впадины
2	Место базирования НГРЭ	Темирский и Мугалжарский районы Актыбинской области
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Рельеф холмисто-увалистый с густой овражно-балочной сетью, с массивами закреплённых песков
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Пресная вода привозная из ст. Жаксымай
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	-
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	+ 40°С - 38°С
7	Количество осадков, мм	120-200
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Район характеризуется частыми ветрами северо-восточного направления, 6-7 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров не превышает 15 – 25 см, обычно он ложится в ноябре и сходит в марте.
10	Геокриологические условия	-
11	Продолжительность отопительного сезона	197 дней
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительность типичная для зоны сухих степей: типчак, ковыль, полынь и др.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Районный центр ст. Шубаркудук
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	животноводство и земледелие
15	Наличие материально-технических баз	ст.Жаксымай
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	По южной части участка Ащибулак проходит нефтепровод Кенкияк-Атырау
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	ДЭС
18	Виды связи	Спутниковая, радиостанция
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Участок пересекает железная дорога Астана-Атырау
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	-
21	Условия перевозки вахт	-
22	Наличие зимников, срок их действия	-
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Местный карьер

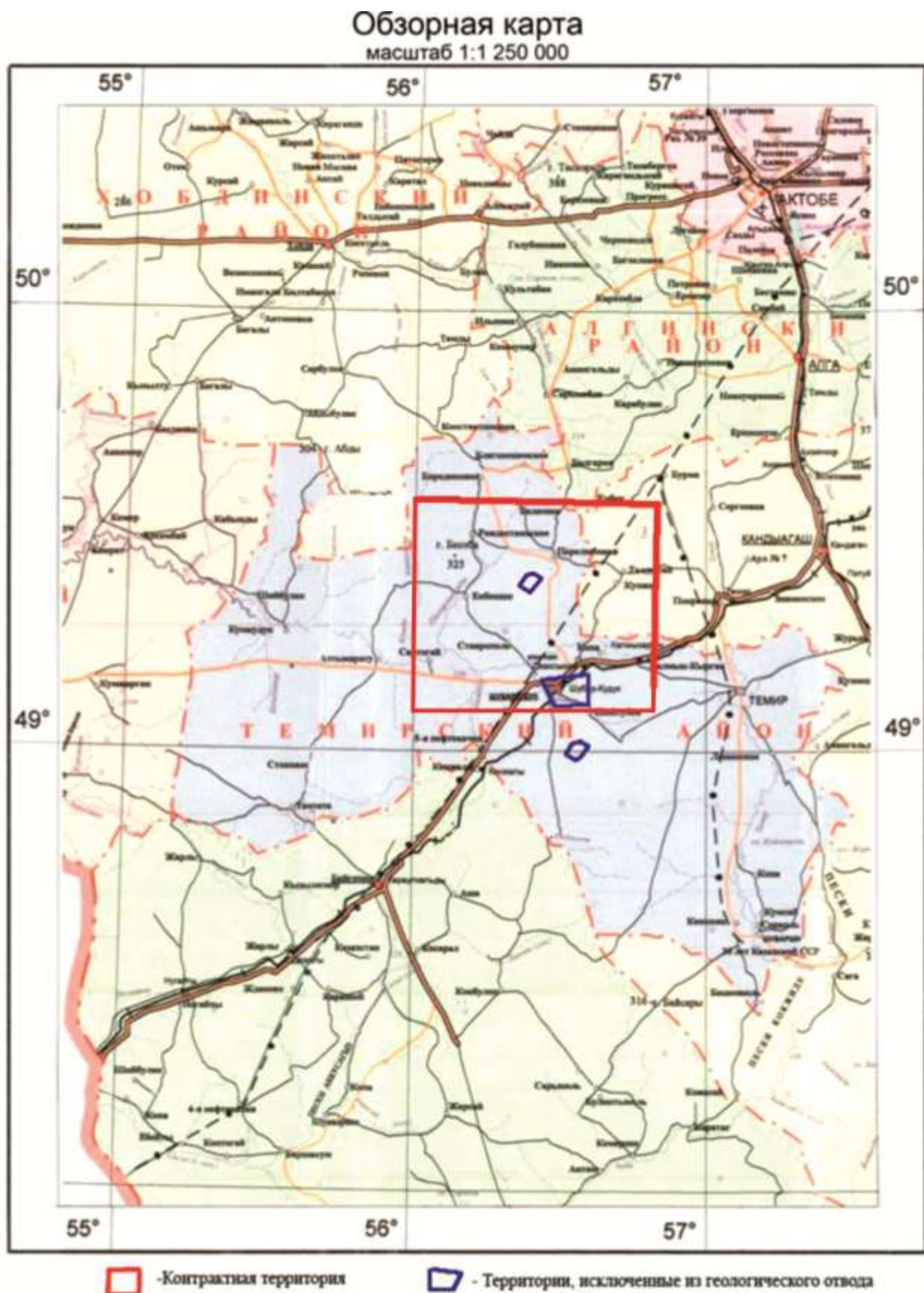


рис 1.2.

Рис. 2.1-Обзорная карта района работ

3. ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1. Обзор и результаты ранее проведённых работ на участке

Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа в восточной части Прикаспия проводятся с начала 30-х годов. В начальный период гравиметрические, магнитометрические, сейсмические и электроразведочные исследования выполнялись на ограниченных участках известных нефтепромыслов, а также по отдельным маршрутам и носили, в основном, познавательный характер. Плановые геофизические исследования были начаты с 1960 года на базе генерального плана, разработанного научно-исследовательскими и производственными организациями.

Магниторазведка и аэромагнитная съёмка.

В пределах района работ проводились как наземные, так и аэромагнитные съёмки профильного и площадного характера, различных масштабов. Установлено, что на магнитное поле основное влияние оказывают породы кристаллического фундамента, составляющие региональные аномалии. В связи с этим материалы магнитометрии использовались главным образом для тектонического районирования территории – выделения общих контуров солянокупольных регионов, крупных тектонических элементов и т.д. На магнитных данных преимущественно основываются существующие представления о вещественном составе и возрасте фундамента в пределах Прикаспийской впадины.

Региональная составляющая магнитного поля восточной части Прикаспийской впадины отражает, в основном, строение фундамента, выраженное наличием аномалий разного знака. В этом же плане поднятия по фундаменту соответствуют обширные положительные аномалии обусловленные интрузивными образованиями преимущественно основного состава. Метаморфические образования (сланцы, гнейсы, гранитные массивы) характеризуются обычно пониженными значениями магнитного поля. Кровля магнито-возмущающих масс располагается, как правило, вблизи поверхности фундамента.

Электроразведка

Электроразведочные работы в Прикаспийской впадине впервые проводились в 1929-1934 гг. методы ВЭЗ на отдельных участках с целью изучения морфологии соляных куполов, трассирования сбросов в надсолевой толще.

В конце 50-х годов внедряется метод теллурических токов ТТ и магнитотеллурические зондирование МТЗ. Использование модификации ТТ приводит, в основном, к качественному представлению о рельефе поверхности галогенных осадков кунгура при глубинных их залегания до 1.5-2.0 км. С помощью МТЗ прослеживается поверхность “высокоскоростных” подсолевых отложений на глубинах до 10-18 км. На площадях известных нефтеносных структур (Кенкияк, Кумсай, Каратобе и др.) опробировался

метод ВЭЗ-ВП. При этом над нефтегазоносными контурами были получены аномалии поляризуемости, превышающие фон 1,5-7 раз, что свидетельствует об эффективности этого метода при прямых поисках нефти.

Гравиразведка

Впервые гравиметрические работы были проведены в 1930 г. на площади Мортук. В 1952 г. территория Прикаспийской впадины была охвачена 4-х мгл гравиметрической съёмкой и масштаба 1:200000 (Тушканов А.). В результате было выявлено большое количество минимумов силы тяжести, соответствующих солянокупольным поднятиям.

В 60-х годах восточная часть Прикаспийской впадины была перекрыта 2-х мгл съёмкой (В. А. Найденов, Н. А. Попов и др.). К настоящему времени значительная часть рассматриваемой территории покрыта детальной съёмкой масштаба 1:50000. По региональным и частично поисковым профилям (ОГТ, КМПВ) проведены профильные гравиметрические наблюдения.

Гравиметрические исследования внесли большой вклад в изучение геологического строения Прикаспийской впадины и их результаты широко используются как при региональных, так и поисковых работах. В последние годы при решении более сложных геологических задач – изучение крутых склонов и, в целом, морфологии соляных тел, трассирование нарушений и др.- применялась высокоточная съёмка (0.5-0.25 мгл).

Гравитационное поле Прикаспийской впадины отличается большой дифференциацией, чем магнитное, и характеризуется наличием многочисленных замкнутых локальных аномалий с преобладанием отрицательных значений силы тяжести. На фоне отрицательного гравитационного поля восточной части Прикаспийской впадины, соответствующего областям повышенного значения фундамента, четко обособляется региональной Хобдинский максимум силы тяжести, ограниченный с юго-востока гравитационной ступенью.

Региональная составляющая гравитационного поля отражает, в основном, влияние глубинных границ, раздела земной коры, включая границу Мохоровичича.

Сейсморазведка

В истории изучения сейсморазведкой восточной части Прикаспийской впадины можно выделить три периода. Первый (1931-1969 гг.) характеризуется применением однократных систем наблюдения МОВ и МПВ, которые обеспечивали освещение лишь присводовых частей солянокупольных структур, тогда как нижняя часть надсолевой толщи и подсолевые отложения практически оставались на освещенными.

По мере накопления материалов было установлено, что основными факторами, снижающими геологическую эффективность метода исследования, а также сложность глубинного геологического строения: крутые углы наклона границ, сложная конфигурация соляных ядер, наличие многочисленных разрывных нарушений в сводах куполов и др. Все это послужило причиной регистрации сложной интерференционной

сейсмической записи. В итоге тектоническое строение района было изучено в самых общих чертах.

Период с 1965 по 1969 гг. характеризуется существенным повышением эффективности сейсморазведки, благодаря внедрению МОВ-МРНП, применение которого в условиях сложной тектоники Актюбинского Приуралья привело к повышению детальности и глубинности освещения геологического разреза, хотя зачастую результаты работ далеко неоднозначны. Одновременно совершенствовались методика и техника сейсморазведки МОВ.

В 1964 году был отработан региональный профиль ХХП, МОВ и КМПВ. В 1965 году проводились сейсмические работы МРНП и МОВ на крыльях купола Шубаркудук. По результатам сейсмических работ первоочередным объектом было рекомендовано юго-восточное крыло купола.

В 1966 году на юго-восточном крыле купола был проведен дополнительный объём работ МРНП, что позволило доразведать данную структуру и рекомендовать ее под глубокое бурение.

Наряду с поисковыми съёмками МОВ-МРНП различными организациями в 1957 г. были начаты региональные работы КМПВ, МОВ, МРНП. В результате были получены данные о строении поверхности кристаллического фундамента и подсолевых отложений (Пилифосов Б. Н., Мироненко В. Ф., Огай Б. А., Жалыбин Ф. И., Сапожников Р. Б., Фоменко К. Е., Смирнов О. К., Харычев Б. А., Комаров В. Н., Чистяков В. Г. и др.).

Региональные работы КМПВ выполнялись силами подразделений Министерства геологии Каз. ССР – ИГФЭ, ТГФЭ, АГФЭ, треста “Спецгеофизика”, ВНИИ-Геофизика.

Сложность волнового поля КМПВ послужила причиной принципиальных различий в подходе к интерпретации материалов в различных организациях, вследствие чего результативный материал содержал ряд существенных противоречий, наличие различного количества преломляющих горизонтов, значительную несходимость гипсометрического положения поверхности фундамента и др.

Сейсмические работы КМПВ обычно проводились двумя спаренно работающими сейсмостанциями типа ПСЛ-I-КМПВ или Поиск-I-43-КМПВ.

Длина установки сейсмоприемников составляла 12 и 9 км, соответственно, при шаге сейсмоприемников 100 м. Взрывной интервал был равен, в основном, 6-12 км или 9-18 км. Длина годографа на отдельных профилях доводилась до 144 км.

По мере накопления материалов КМПВ, МОВ, МОГТ по рассматриваемому району в различные годы проводились обобщения и интерпретация их по единой методике (Жалыбин Ф. И., 1969 г; Комаров В. П., Чистяков В. Г., 1976 г., Юров Ю. Г., Дементьев Н. Г. и др. 1976, 1978, 1980 гг. Сапожников Р. Б., Быкадоров В. А., Волож Ю. А., 1980 г). В результате этих работ составлены схемы рельефа поверхности фундамента, отражающие различные варианты его строения. Фундамент по этим данным

характеризуется резко дифференцированным рельефом и широким развитием в нем тектонических нарушений. Глубина залегания фундамента изменяется в пределах 7-21 км.

Второй период (1970-1980 гг.) характеризует качественно новый этап в развитии сейсморазведки. Широкое применение находят сеймостанции с промежуточной магнитной записью типа “Поиск” и машинные способы обработки полевых материалов на аналоговых устройствах (ПСЗ-2, ПСЗ-4). С 1973-1974 гг. внедряются новые методы сейсморазведки (МОГТ, ВСП и др.), невзрывные источники возбуждения. Обработка полевых материалов производится на цифровых вычислительных машинах с применением все более усложняющихся процедур обработки.

В результате проведенных исследований по усложненной методике – массовое группирование источников возбуждения и приемников, многократное профилирование и др. – существенно уточнено глубинное строение района, в пределах которого выявлен целый ряд локальных подсолевых поднятий. При этом структурные построения осуществляются по 3-4 м подсолевым горизонтам.

Третий период, начиная с 1980 г, характеризуется интенсивным внедрением новых методических и аппаратных разработок в практике сейсморазведочных работ.

Применение цифровых сеймостанций типа “ССЦ-3”, “Прогресс” позволило значительно повысить информативность результативных материалов МОГТ за счет применения новых, усложненных процедур обработки на ЭВМ. Внедрение новых способов возбуждения упругих колебаний – шпурового и вибрационного способствовало резкому повышению экономической эффективности сейсморазведки при решении конкретных геологических задач.

Начиная с 1985 г. внедрены и проводятся сейсморазведочные работы методом общей глубинной площади (ОГП-МПВ) – аналога МОГТ для преломленных волн, с целью установления границ распространения карбонатных отложений в пределах восточного и юго-восточного борта Прикаспийской впадины.

Наряду с применением новых разработок усложнялись и методика сейсморазведочных исследований: наблюдения ведутся как фланговой (ГЭПР, АГФЭ), так и центральной (ТГФЭ, ГГФЭ) системами с увеличением кратности прослеживания до 24-х, а в отдельных случаях и до 48-и, при этом для регистрации сейсмических колебаний используются спаренные сеймостанции “Прогресс”.

Эффективное решение задач поиска подсолевых месторождений нефти и газа требуют всесторонних сведений о глубинном строении региона. Поэтому по мере накопления материалов геофизических работ по восточному и юго-восточному бортам проводились обобщения и интерпретация их по единой методике (Гущин Е. С. 1989 г., Огай Б. А. 1988 г., Жуйков С. А. 1935 г., Гущин Е. С. 1985 г., Комаров В. П. 1987г., Садыров

П. С. 1985 г., Боронаев В. А. 1981 г., 1986 г, Волож Ю. А. 1986 г., Курмашев Е. К. 1984 г. и др.).

В 1989-1992 годы Турланской геофизической экспедицией проведены поисковые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в восточной части Прикаспийской впадины. Шубаркудукской с/п 7/91-92 отработано - 592,4 пог.км, Шиликтинской с/п 7/91-92 отработано - 584,25 пог.км.

Сейсморазведочные работы проводились по методике 48 и 24-х кратного профилирования с использованием спаренных сейсмостанций «Прогресс-3».

Сейсморазведочными работами МОГТ 2Д охвачена обширная часть восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Детально изучено геологическое строение Шубаркудукско – Жаксымайского вала, выделенного на участке исследований региональными работами по подсолевому комплексу отложений.

По отражающему горизонту P_2^1 подготовлено под глубокое бурение структуры Жаманагаш, Сев.Шиликти, Шиликти.

Детально изучено геологическое строение структур Чиили, Кенжалы, Ушбулак, Бессарабская, Шолаксай и Бадамша. Все структуры, выделенные по надсолевому комплексу отложений Жылтырмола, Жаманагаш, Кызылкудук, Жаксымай, Кенжалы, Чиили и Ушбулак подготовлены под поисковое бурение.

По результатам выполненных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам:

- 1) P_3 – подошва девонских отложений;
- 2) P_2^1 – предположительно верхнедевонско – нижнекаменноугольный комплекс;
- 3) P_1 - кровля подсолевых отложений;
- 4) VI – кровля соли;
- 5) D – кровля верхнепермских отложений;
- 6) T – кровля триасовых отложений;
- 7) V - подошва юрских отложений;
- 8) III – кровля юрских отложений;

В 1993-1997 годы французская компания «Эльф» проводила сейсмические работы МОГТ 2Д в пределах участка Ащибулак.

В таблице 3.1.1 представлена хронология геолого-геофизической изученности разведочного участка Ащибулак.

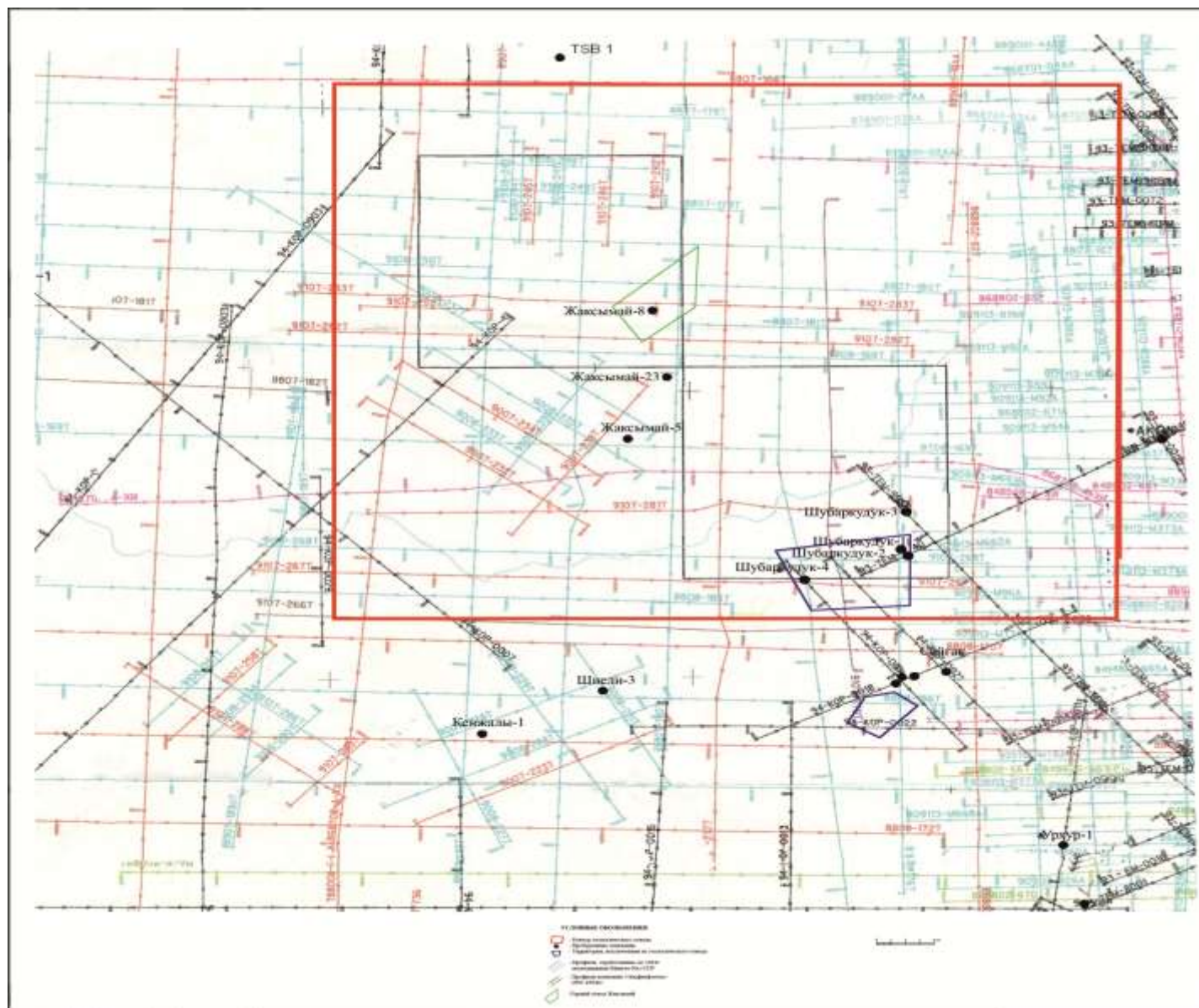


Рис. 3.1.1 – Схема сейсмической изученности разведочного участка
Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ачибулак

Таблица 3.1.1-Геолого - геофизическая изученность разведочного участка Ащибулак

№ №	Автор, название отчета, организация, производившие исследования и год издания отчёта	Вид исследования	Основные результаты исследований
1	2	3	4
Сейсморазведка			
1.	Федоров С.К., Отчет о результатах региональных работ КМПВ, МОВ в пределах восточной части Прикаспийской впадины, Фонды ТГФЭ, 1974 г.	КМПВ, МОВ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам подсолевого комплекса
2.	Арзютов В.И. , Результаты региональных сейсморазведочных работ МОГТ в восточной части Прикаспийской впадины за 1984-1985 г.г., г. Актюбинск, 1986 г.	МОГТ	Уточнение геологического строения карбонатных отложений в пределах восточного и юго-восточного борта Прикаспийской впадины
3.	Арзютов В.И. , Результаты региональных сейсморазведочных работ МОГТ в восточной части Прикаспийской впадины, г. Актюбинск, 1988 г.	МОГТ	
4.	Пилифисов В.М. , Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ МОГТ на площади юго-восточного борта Прикаспийской впадины за 1986-1988 г.г., Фонды ТГФЭ, 1988 г.	МОГТ	
5.	Гилязов Ф.А., Кудайкулов Х.К. , Отчет о результатах поисковых работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Восточно – Прикаспийского фонда фундамента востока Прикаспийской впадины за 1987-1989 г.г.Фонды ТГФЭ, 1989г.	МОГТ, ОГП МПВ	
6.	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В. , Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Восточно – Прикаспийского свода фундамента и региональных сейсморазведочных работ МОГТ на востоке Прикаспийской впадины за 1988-1990 г.г., Фонды ТГФЭ, 1991г.	МОГТ, КМПВ	
7.	Гилязов Ф.А. Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Ащикольского поднятия фундамента Прикаспийской впадины за 1989-1991 г.г. С/П 8/89-91, Ащикольская партия, г. Гурьев, 1991 г.	МОГТ, ОГП МПВ	Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам
8.	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В. , Результаты поисково – детальных работ МОГТ по надсолевым и подсолевым отложениям на площади подсолевых структур Шиликтинская и Жаксымай за 1991-1992 годы по надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Кенжалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай востока Прикаспийской впадины за 1990-1992 годы. С/П 7/91-92 и 7/90-92. пос.Ново-Турланский, 1992г.	МОГТ	Построены структурные карты по отражающим горизонтам III, V, T, D, VI, Пз, П ₂ ¹ , П ₁ .
9.	Французская компания «Эльф» , 1993-1997г.	МОГТ	отрабатывались отдельные региональные профили в западной и юго-восточной части разведочного участка

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

Непосредственно на проектируемом участке Ащибулак пробурено множество мелких картировочных и структурных скважин, вскрывших отложения мела, юры, триаса, в отдельных случаях и верхней перми.

На надсолевые отложения пробурены 4 поисковых скважин Кенжалы - 1 глубиной 2035м, Шиили - 3 - 2032м, Жаксымай - 5 - 1535м, Жаксымай – 23.

На площади Шубаркудук в подсолевые отложения пробурены 2 глубокие скважины Г-3 и Г-4, но они оказались в неоптимальных структурных условиях.

В данном разделе провести анализ не представляется возможным, ввиду отсутствия геологической информации, таких как конструкция скважин, комплекс ГИС, отбор и анализа кернового материала, пластового флюида по вышеперечисленным скважинам.

3.3 Геофизические и геохимические исследования скважин

Ввиду отсутствия геолого - геофизической информации непосредственно на разведочном участке Ащибулак, но учитывая аналогичность геологического разреза месторождения, в разделе приведены сведения геофизических исследований в поисковых скважинах месторождения Шубаркудук.

В 1930 году на месторождении Шубаркудук начато глубокое бурение, благодаря которому были выявлены промышленные запасы в пермотриасовых отложениях. Всего пробурено 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных скважин.

При бурении поисковых скважин месторождения Шубаркудук вскрытие разреза производилось на пресном и слабо минерализованном глинистом растворе, на этом же растворе выполнялись каротажные работы.

В процессе бурения скважин выполнены следующие промыслово – геофизические исследования: стандартный электрокаротаж (зондами В₈₀А₅М, В₅А₃₀М, М₂₅А₅В), экспериментальное боковое зондирование градиент – зондами и потенциал – зондами, замер диаметра скважин, определение высоты цемента с помощью термометра, замер кривизны скважин, определение притока и затрубной циркуляции жидкости с помощью термометра и гамма – каротажа 16-ти скважинах.

Перечисленный выше комплекс исследований проведен не во всех скважинах.

В основном, электрометрические исследования проводились каким – либо одним из зондов: В₈₀А₅М – потенциал-зонд, В₅А₃₀М-кровельный градиент – зонд, М₃₅А₅В – подошвенный градиент – зонд.

Электрокаротаж проведен в 144 скважинах, что составляет порядка 90% фонда пробуренных скважин.

Полное боковое каротажное зондирование (БКЗ) проведено, как экспериментальное в 8 скважинах.

Скважинами глубокого бурения на месторождении Шубаркудук вскрыты отложения кунгура, пермотриаса, юры и нижнего мела.

Отложения кунгурского яруса представлены каменной солью, на диаграммах электрического каротажа отложения отмечаются высокими сопротивлениями, кривые ПС неопределенного характера.

Отложения пермотриаса в литологическом отношении представлены чередующейся толщей песков, песчаников и глин, кривые кажущегося сопротивления, в этих отложениях, дифференцированы хорошо.

Для плотных песчаников и нефтеносных песков характерны высокие сопротивления.

Кажущееся удельное сопротивление пород изменяется от 0,5ом*м до 120 ом*м, нефтеносные породы изменяются от 2,5ом*м до 117 ом*м. Кривые ПС дифференцированные. В зависимости от соотношения соленостей пластовых вод и бурового раствора, кривые ПС встречаются как «прямые», так и обращённые в большинстве случаев – «прямые».

Нижнеюрские отложения представлены в основном песчаниками, кривые ПС и КС довольно хорошо дифференцированы. Кажущееся удельное сопротивление изменяется от 0,8ом*м до 200ом*м.

Среднеюрские отложения представлены в основном более глинистыми породами, чем нижнеюрские интенсивность гамма – излучения на кривых ГК против отложений средней юры резко возрастает. Кажущееся удельное сопротивление изменяется от 1ом*м до 55ом*м, высоким сопротивлением 20-55ом*м соответствует пласты мощностью от 3 до 5 метров, прослеживающийся в верхней части отложений, кривые ПС в большинстве в своем дифференцированные.

Верхнеюрские отложения на месторождении Шубаркудук вскрыты небольшой мощности до 5метров. По каротажным данным проследить отложения верхней юры не представляется возможным.

В нижнемеловых отложениях преобладают глинистые разности, на кривых ГК наблюдается повышенная интенсивность гамма – излучения по сравнению с нижележащими отложениями средней юры. Кривые КС имеют более сглаженный вид за исключением тонких прослоев песчаника высокого сопротивления.

Аптским отложениям характерны высокие сопротивления до 20 ом*м и более. На кривых ПС отличается небольшое понижение потенциала собственной поляризации по сравнению с нижнемеловыми отложениями. На кривых ГК против отложений апта отслеживается понижение интенсивности гамма - излучения.

3.4 Лабораторные исследования по керну

Представление о физико-литологической характеристике разреза, свойствах пластовых флюидов рассматриваемого разведочного участка Ащибулак основано на материалах месторождения Шубаркудук (7).

В таблице 3.4.1 приведены виды и объёмы выполненных лабораторных исследований на месторождении Шубаркудук.

Таблица 3.4.1-Виды и объёмы лабораторных исследований выполненных, на месторождении Шубаркудук

№ п/п	Наименование исследования, анализа	единица измерения	Количес тво обр- азцов, проб	Организация. выполнившая анализы
I	<i>Лабораторные анализы керна</i>			
1	Описание керна	м	92,4	ЦНИЛ Объединения «Казахстаннефть»
2	Пористость	обр	43	
3	Проницаемость	обр	15	
4	Фракционный состав	обр	41	
5	Карбонатность	обр	40	
II	<i>Анализы флюидов</i>			
1	Свойства нефти поверхностные	проба	167	
2	Свойства нефти пластовые	проба	167	
3	Свойства растворённого газа	проба	2	
III	Пластовая вода	проба	91	

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО УЧАСТКА

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

Сведения о литолого-стратиграфической характеристике исследуемого участка приводятся на основании данных параметрических и глубоких скважин, пробуренных на участке и на прилегающих площадях.

На площадях Кандагаш, Шубаркудук, Караулкельды подсолевые отложения вскрыты единичными скважинами на незначительную толщину. Надсолевые отложения изучены также на площадях Кенжалы, Шиели, Жаксымай, Шубаркудук. В период изучения территории компанией «Эльфнефтегаз» поисковое бурение проводилось на надсолевой структуре Сайгак.

Согласно данным бурения и сейсмических материалов в разрезе исследуемого участка бурением могут быть вскрыты отложения от четвертичных до девонской системы включительно.

В связи с вышеизложенным литолого-стратиграфическая характеристика прогнозируемых отложений приводится на участке Ащибулак на основании данных площадей.

Обобщенная литолого-стратиграфическая характеристика геологического разреза приведена в графическом приложении 8.

Девонская система D

На территории Прикаспийской впадины отложения девона выявлены в северо-западной, восточной и юго-восточной бортовых частях, а также в пределах Карачаганакского внутривпадинного подсолевого выступа и на Жылыойском (Каратон – Кашаган - Тенгиз) палеозойском поднятии. Породы представлены фациально сложным и изменчивым по площади литологическим комплексом карбонатных, карбонатно-терригенных и терригенных образований с разнообразными органическими остатками. Общим для девонских отложений отмечено наличие стратиграфических несогласий на границе девона и карбона и внутри девонской толщи. Отличительной особенностью ниже-средне-верхнедевонских отложений восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины является преобладание в разрезе карбонатных пород, а среди них - известняков, биогенных (коралло-водорослевых) в различной степени перекристаллизованных разновидностей. Пелитоморфные и шламовые известняки встречаются реже. В пределах северной бортовой зоны и Астраханского поднятия породы имеют более сложный состав, обусловленный чередованием карбонатного и терригенного осадконакопления.

Нижний отдел, D₁

В восточной прибортовой зоне породы нижнего девона выявлены по ГИС и керну на месторождении Акжар Восточный в интервале 5673-5827м. Они сложены известняками коричневато-серыми, серыми, глинистыми. Нерасчлененные ниже-среднедевонские отложения определены Л.З.

Ахметшиной в разрезе скважины Кумсай – 4 (пл. Кенкияк) в интервале 5376-6007м. Породы сложены известняками с редкими прослоями глинистых пород.

Средний + верхний отделы, D₂₊₃

В восточной прибортовой зоне, в разрезе скважины Бактыгарын-1, породы среднего девона в интервале 6204-6212м представлены известняками серыми, органогенно-детритовыми.

Верхнедевонские отложения в восточной прибортовой зоне в разрезах скважин Кумсай-4 и Бактыгарын-1 сложены известняками детритовыми, биоморфными, водорослево-фораминиферовыми.

На месторождении Кенкияк девонские отложения (карбонатные породы с прослоями глин) вскрыты толщиной 911м

На месторождении Урихтау сейсмическими исследованиями 3Д в интервале глубин залегания девонских образований зафиксированы отражающие горизонты R и ПЗ. Судя по волновой картине, девонская толща сложена карбонатно-терригенными отложениями. Об этом свидетельствуют отсутствие устойчивых слоистых волновых пакетов («прозрачное» волновое поле - типичное для изотропных сред) или отмечаются хаотично-спорадические волны, которые зачастую относятся к разрезам карбонатного, рифогенного типа.

Верхнедевонские карбонаты фаменского яруса на месторождении Урихтау вскрыты поисковой скважиной У-5 на глубине 4950м. Керн поднятый в интервале 4972,1-4982м представлены известняками от светло-серого до серого, участками до темно-серого с бежевым оттенком, от мелко- до крупнокристаллического, органогенно-обломочные, органогенные (водорослевые), брекчиевидные, в начале интервала участками мраморизованные, средней крепости, со стилолитовыми швами, слабопористые, сильно трещиноватые, с неровными изломами.

По сейсмическим данным толщина карбонатно-терригенных отложений, вероятно, верхне-среднедевонского возраста, колеблется в значительных пределах от 300 до 1800 м.

Каменноугольная система - C₁₊₃

Каменноугольные отложения представлены всеми тремя отделами.

Нижний отдел - C₁

Турнейский + визейский ярусы(C_{1t+v})

На площади Кенкияк отложения турнейского яруса размыты, а визейские отложения вскрыты скважинами 113, 235, 4 Кумсай. Литологически отложения визейского яруса представлены переслаиванием известняков и доломитов с редкими прослоями аргиллитов. Известняки светло-серые, мелкокристаллические, плотные, местами трещиноватые, с включениями органических остатков.

Максимальная толщина отложений яруса составляет 290 м .

По сейсмическим данным породы турнейско-визейского ярусов в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины прогнозируется толщиной от 300 до 1700м.

Серпуховский ярус (C_{1s})

В серпуховском ярусе выделяются три горизонта: тарусский – C_{1t} , стешевский – C_{1st} и протвинский – C_{1p} . Отложения горизонтов представлены известняками от светло-серых до темно-серых, коричневато-серыми, массивными, трещиноватыми, с обилием фауны; микроскопически здесь различаются микро - сгустково - пелитоморфные, органогенно-мелкокомковатые разности. Порода неравномерно пятнами перекристаллизована, слабо доломитизирована, с реликтами известковистой органики. На площади Кенкияк в образцах керна из скважины 115 (инт. 4425-4434, 4419-4425 м) были определены остракоды серпуховского яруса. Толщина яруса колеблется от 104 до 334 м.

Средний отдел - C_2

Отложения среднего карбона вскрыты в составе башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус (C_{2b})

Башкирский ярус представлен известняками серыми, светло-серыми, участками темно-серыми за счет включения глинистого материала, органогенно-комковатыми, массивными, плотными, с единичными трещинами, со стилолитовыми швами, редкими прослоями аргиллитов, с прослоями желвакоподобных доломитизированных известняков, состоящих из оолитов изометричной формы, в нижней части разреза встречаются прослои глинистых известняков, с обилием фауны. Основными породообразующими компонентами являются фораминиферы, водоросли, брахиоподы, реже встречаются остатки криноидей. В разрезе скважины 3 (интервал 3960-3968, 3886-3894м) площади Урихтау по данным Л. И. Вакулы определен комплекс остракод нижнебашкирского возраста. Толщина изменяется от 169м до 190м.

Московский ярус(C_{2m})

Отложения московского яруса (C_{2m}) выделяются в составе нижнего и верхнего подъярусов.

Нижемосковский подъярус (C_{2m_1})

Нижемосковский подъярус составе верейского и каширского горизонтов скважинами вскрыт на месторождении Урихтау. Возраст отложений подтвержден палеонтологическими анализами. Литологически данный подъярус представлен известняками с редкими прослоями терригенных пород и заглинизированных известняков.

Известняки светло-серые, серые, коричневато-серые, органогенно-детритовые, содержат включения окатанных обломков створок макрофауны,

участками массивные, с прослоями в верхней части разреза маломощных аргиллитов.

Аргиллиты- темно-серые, известковистые, с отпечатками створок макрофауны.

Верхнемосковский подъярус (C_2m_2)

Верхнемосковский подъярус представлен подольским (C_2m_2pd) и мячковским (C_2m_2mc) горизонтами. Нижняя часть подольского горизонта сложена, преимущественно, терригенной толщей пород, состоящей из переслаивания аргиллитов, песчаников, алевролитов, гравелитов, реже известняков. Терригенная толща, которая составляет основу межкарбонатной толщи (МКТ) раннеподольского возраста, представлена аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков.

Аргиллиты, преимущественно, темно-серые, сильно известковистые, неравномерно алевроитистые, тонкослойчатые, пиритизированные, разной степени битуминозные, обогащенные рассеянным обугленным растительным детритом, примесью слюд мусковита и биотита.

Алевролиты и песчаники темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, известковистые, глинистые, неравномерно алевроитистые, слоистые, на поверхностях наслоения отмечены скопления битуминозного вещества и растительного детрита, содержат мелкие обломки карбонатных пород.

Отложения межкарбонатной терригенной толщи (МКТ) на каротажной диаграмме характеризуются на контактах с карбонатными породами резким снижением электрического сопротивления пород до 5-10 Омм и возрастанием гамма-активности до 8-10 мкр/час и низкими значениями на диаграммах НГК.

Толщина терригенной толщи изменяется от 32 до 245м.

Верхняя часть подольского горизонта представлена серыми, темно-серыми, доломитизированными, массивными, крепкими известняками, прослоями глинистыми, с включениями многокамерных фораминифер и водорослей.

Мячковский (C_2m_2mc) горизонт, входящий в состав верхнемосковского подъяруса, представлен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, кавернозно-пористыми, трещиноватыми, тонко - и скрытокристаллическими, с редкими прослоями и прослойками доломитов и аргиллитов. Основная масса известняков сложена органическими остатками. Эта часть разреза довольно четко выделяется по положению между двумя реперными прослоями, образованными глинистыми породами. Толщина его варьируется от 109 до 131м.

Верхний отдел - С₃

Отложения верхнекаменноугольной системы представлены в составе касимовского и гжельского ярусов.

Касимовский ярус (С_{3к})

Разрез касимовского яруса сложен известняками и доломитами. В верхней части разреза встречаются пелитоморфные известняки с прослоями аргиллитов и алевролитов. Известняки серые, темно-серые, органогенно-детритовые, однородномассивные, плотные, трещиноватые со стилолитовыми швами. Доломиты серые, известковистые, однородномассивные, пористые, трещиноватые. Толщина касимовского яруса изменяется от 47 до 187м.

Гжельский ярус (С_{3г})

Гжельский ярус сложен известняками биоморфными, фузулинидовыми, серыми, темно-коричневыми, иногда доломитизированными, однородномассивными, плотными, встречаются прослои аргиллита алевролитистого, массивного. Толщина их изменяется от 25м до 50м.

Пермская система - Р

Пермские отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел - Р₁

На основании спорово-пыльцевых анализов, литологии и каротажных характеристик отложения нижнепермского отдела на площади Кенкияк расчленяются на ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

Ассельский ярус – Р_{1а}. Отложения данного яруса представлены песчанистой глиной и чередующимися прослоями тонкослоистого известняка и гравия. Песчаник уплотненный, содержит кальций и биогенные ископаемые. Глина голубая, уплотненная. В нижней части разреза этих глин по большинству скважин прослеживается интервал с повышенной гамма-радиоактивностью. Мощность пласта глин около 30 м. Данный интервал состоит из глинистого тонкослоистого известняка, туфогенных и кремнистых пород и др. Естественная гамма-активность отложений интервала составляет 10-15 микрорентген/час. Местоположение интервала четко фиксируется на кривых каротажа и легко распознается. Данный интервал является основным руководящим (реперным) горизонтом этого района.

Толщина ассельских отложений изменяется от 64 до 223,6 м.

Сакмарский ярус – Р_{1с} представлен чередующимися песчано-глинистыми породами с песчаными линзами и пропластками гравийно-галечникового материала с прослоями аргиллита. Песчаники серые, темно-серые, средне- и мелкозернистые, крепкие. Гравелит (2-4 мм) кварцево-кремнистых пород, темно-серого цвета с включениями зерен кальцита. Чистый песчаник в большинстве случаев в своей структуре содержит средне-

и мелкозернистые пески, а кальций и глина являются цементирующим и уплотнительным материалом.

В скважинах 100 (инт. 4437-4441 м) и 103 (инт. 4583-4593 м) Л.Таран был определен споро-пыльцевой комплекс сакмарского возраста. Толщина изменяется от 56 до 173 м.

Артинский ярус – P_{1ar} залегает несогласно на сакмарских породах, граница между ярусами устанавливается главным образом по изменению спорово-пыльцевых комплексов. Литологически артинские отложения в основном представлены мощными отложениями песчаников и алевролитов, в отдельных случаях содержащих гравий и гальку. В песчанике кальций и глина - цементационный и уплотнительный материал.

Толщина артинских отложений меняется за счет размыва верхних пачек и колеблется от 248 до 444 м.

Кунгурский ярус – P_{1k} . Отложения с угловым несогласием залегают на подсолевом комплексе и по литологии могут быть разделены на три горизонта: в нижней части – сульфатно-терригенные породы, в средней части - галогенные породы и в верхней части сульфатно-терригенные отложения.

Нижняя сульфатно-терригенная пачка пород состоит из ангидрита, глины и алевролита. В средней части, в основном, залегают галогенные породы с содержанием ангидрита и чередующихся пропластков терригенных пород. Верхняя сульфатно-терригенная пачка состоит из песчанистой глины, ангидрита и гипса. Пачка имеет различные толщины, на крутых склонах соли исчезает из разреза, а в своде и присводовых частях соляного купола меняется в зависимости от степени размыва.

На восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины скважинами вскрыты отложения кунгурского яруса толщиной от 26 до 3578 м.

Верхний отдел - P_2

Верхнепермские отложения широко распространены на восточной окраине Прикаспийской впадины, где они вскрыты скважинами в различных условиях залегания (в присводовых участках, в пределах крутых склонов, в межкупольных зонах). Мощность их изменяется от полного отсутствия в сводах куполов до нескольких километров в межкупольных зонах.

Породы верхней перми расчленяются на уфимский, казанский и татарский ярусы.

Уфимский ярус представлен сульфатно-терригенными толщами, сложенными преимущественно ангидритами белыми и розовато-белыми, в различной степени глинистыми, песчаниками, алевролитами и соленосными толщами. Мощность уфимского яруса составляет 120-284 м.

Казанский ярус представлен известковыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и ангидритами с редкими прослоями маломощных известняков. Нижняя часть казанского яруса выделена в калиновскую свиту, которая на северном борту впадины сложена карбонатными отложениями мощностью до 200 м. В относительно глубоководной части калиновского бассейна также предполагается широкое

развитие локальных карбонатных построек в низах калиновской свиты. Мощность казанского яруса в скважине Шубаркудук Г-2 составляет 825 м.

В толще **татарского яруса** выделяются нижнетатарский и верхнетатарский подъярусы.

Нижнетатарский подъярус представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами, обогащенными ангидритом, с прослоями гравелитов и известняков. Мощность его достигает 1100 м.

Верхнетатарский подъярус также сложен песчано-глинистыми отложениями, которые по преобладанию в разрезе тех или иных литологических разностей могут быть подразделены на две толщи – песчано-глинистую и глинистую. Мощность подъяруса достигает 850 м. В скважине 2 Шубаркудук мощность всего татарского яруса составляет 1134 м.

Пермотриас – РТ

В основании толщи залегает пачка зеленовато – серых мелкозернистых песков, песчаников, чередующихся с черными глинами. Мощность пачки 60-75 м. Выше залегает пачка зеленовато – серых мелкозернистых песков с редкими прослоями глин и включениями мелкой гальки, которая содержит основные продуктивные горизонты месторождения Шубаркудук. Мощность этой пачки 50-75 м.

Верхняя часть разреза представлена красноцветными, реже зелеными глинами с прослоями красных глин и зеленовато – серых или буроватых мелкозернистых песков и песчаников. Мощность свиты достигает 225м.

Минимальная мощность пермотриасовых отложений наблюдается в сводовой части купола Шубаркудук – от 44 до 110 м. На крыльях мощность сильно возрастает за счет пестроцветной свиты. Максимальная вскрытая мощность на южном крыле в скважине 24 составляет 743м.

Колебания мощности пермотриасовых и отсутствие в сводовой части осадков глинистой пестроцветной свиты указывает на резкое стратиграфическое несогласие между пермотриасом и вышележащими юрскими отложениями.

Юрская система - J

Отложения юрской системы представлены лагунно-континентальными песчано-глинистыми отложениями нижнего и среднего отделов и серовато-зелеными песчаными, темно-серыми глинистыми и карбонатными-верхнего отдела.

Песчано-глинистые породы **нижней юры** распространены довольно широко. По литологическому составу отложения нижней юры подразделяются на две толщи (снизу вверх): песчано-галечниковую и глинистую. Глинистая толща согласно перекрывает отложения песчано-галечниковой и является надежной непроницаемой крышкой. Мощность нижней юры достигает 55-60 м.

Среднеюрские осадки распространены, практически, повсеместно и отличаются региональным литологическим постоянством. Представлены они, в основном, чередующимися песчаными и глинистыми прослоями

приблизительно одинаковой мощности, что создает благоприятные условия для аккумуляции УВ. На отдельных куполах (Караганда, Кинжалы, Шубаркудук, Хобдинский и др.) среднеюрские осадки выходят на поверхность и могут быть полностью размыты. Мощность средней юры достигает 85-250 м.

Отложения **верхней юры** распространены очень ограниченно и имеют небольшую мощность. Они сложены, в основном, песками, глинами, песчаниками и мергелями. Мощность составляет 6 м.

Меловая система – К

Отложения меловой системы широко распространены на восточной окраине Прикаспийской впадины и представлены нижним и верхним отделами.

Породы **нижнего мела** пройдены многочисленными скважинами. Они представлены глинистыми и песчанистыми толщами. Толщина нижнемеловых отложений колеблется от 160 до 295 м.

Верхнемеловые отложения имеют ограниченное распространение и представлены мергелями и глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Общая мощность меловых отложений не превышает 500-600 м.

Палеоген-неогеновые отложения распространены локально и представлены, в основном, континентальными зеленовато-серыми глинами с прослоями песков и песчаников 0-50 м.

Четвертичные осадки небольшой толщины (2-3 м) сложены аллювиальными, делювиальными, элювиальными и эоловыми супесями, суглинками и песками.

4.2. Тектоника

Площадь исследований расположена в пределах внутренней зоны восточной части Прикаспийской впадины, характеризующейся большими глубинами залегания поверхности фундамента и подсолевого палеозоя. В связи с этим основные представления о глубинном геологическом строении территории базируются на материалах геофизических исследований.

Поверхность фундамента Прикаспийской впадины характеризуется строением и имеет неоднородный состав. Из рисунка 4.2.1 видно, что площадь исследований расположена, в основном, в пределах Ащикольского выступа фундамента, входящих в состав Астраханско-Актюбинской зоны поднятия. Глубины залегания поверхности фундамента здесь составляют порядка 7.5-8.5 км.

Кристаллический фундамент повсеместно перекрыт осадочным чехлом мощностью до 7-20 км, в составе которого можно выделить три основных структурно-тектонических комплекса отложений:

Нижний-докунгурский (подсолевой), сложенный породами палеозойского возраста (от артинского и древнее).

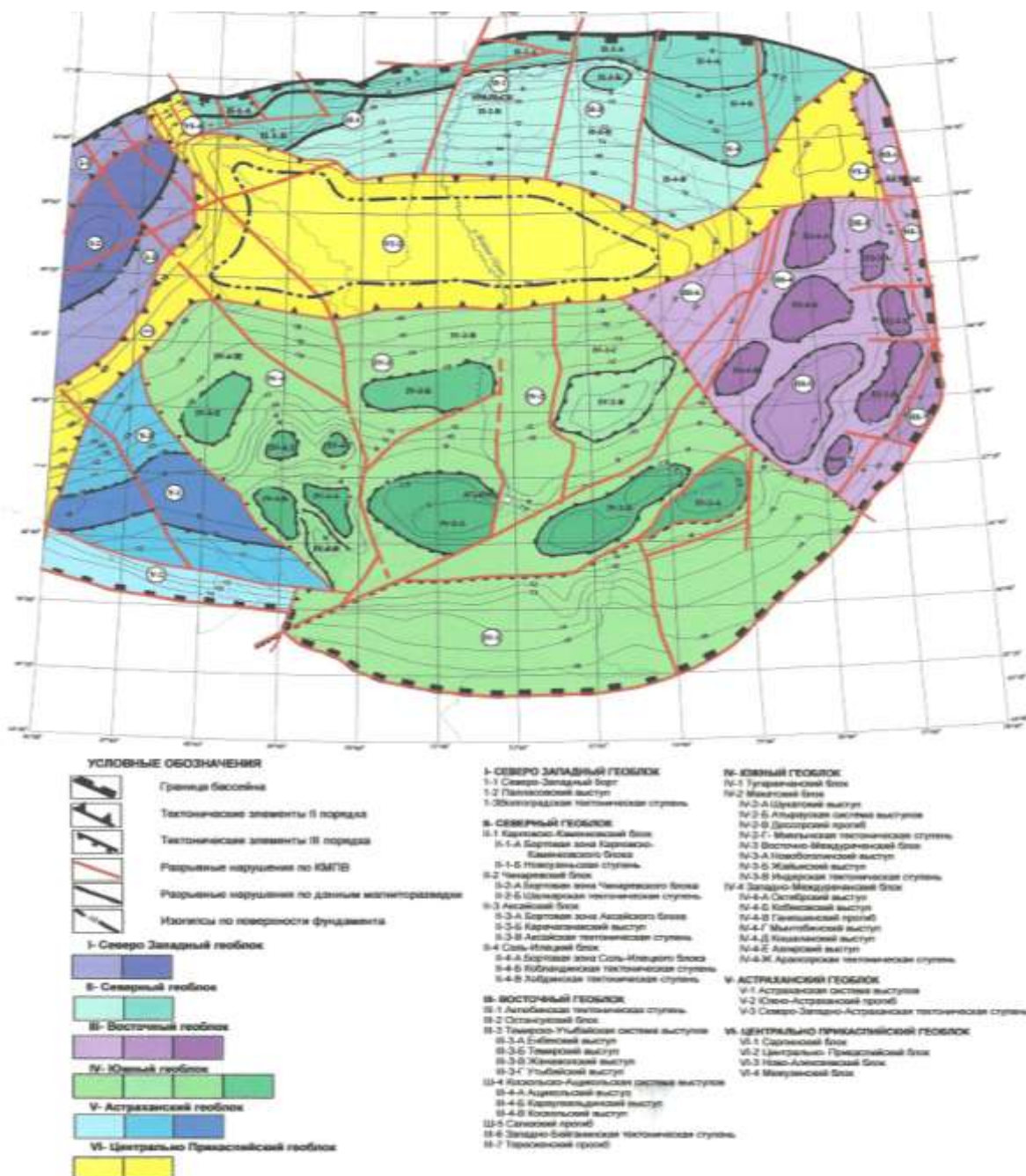


Рис.4.2.1 - Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины

Средний, сложенный гидрохимическими осадками кунгура и пестроцветными терригенными образованиями верхней перми.

Верхний-мезозойский, объединяющий отложения триаса, юры, мела, палеогена. Имеющиеся данные глубокого бурения дают сведения о составе и возрасте лишь верхней части подсолевого разреза (до глубины 4-5 км), поэтому представление о строении нижней части основывается исключительно на данных геофизических исследований.

В пределах площади исследований в подсолевых отложениях выделяется два комплекса: верхнедевонско-среднекаменноугольный и верхнекаменноугольно-артинский.

В докунгурском разрезе осадочного чехла прослеживаются основные опорные отражающие горизонты P_1, P'_2, P_3 . Структурные планы отражающих

горизонтов, в целом, соответствуют друг другу, различаясь в деталях и несколько выполаживаясь и сглаживаясь вверх по разрезу. Наиболее достоверно изучен и однозначно стратифицирован отражающий горизонт Π_1 , приуроченный к поверхности докунгурских отложений.

Структурные поверхности по различным горизонтам осложнены большим количеством локальных поднятий, представленных, как правило, брахиантиклиналями, куполами, структурными носами, достигающими в длину 10-15 км, реже 20 км и более, при ширине 5-10 км.

В данном проекте приводится описание структурных карт по основным отражающим горизонтам, построенных по результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, 1989-1992 г (5):

- 1) Π_3 – подошва девонских отложений;
- 2) Π_2^1 – предположительно верхнедевонско – нижнекаменноугольный комплекс;
- 3) Π_1 – кровля подсолевых отложений;
- 4) VI – кровля соли;
- 5) D – кровля верхнепермских отложений;
- 6) III – кровля юрских отложений;

По отражающему горизонту Π_3 (приложение 2) по изогипсе -6900м выделяется меридионально простирающаяся приподнятая зона, в пределах которой выявлены локальные структуры. Наиболее контрастной из них является структура Северный Шиликты, оконтуренная изогипсой -6800 м. Размеры по данной изогипсе составляет 11х15 км. На наиболее приподнятой части выделяется два свода по изогипсе -6300 м, амплитуда структуры 500 м. Северо-восточнее от Северной Шиликты выделяется структура Жаманагаш, замкнутая по изогипсе -6850 м. На своде структуры выделяется два поднятия по изогипсе -6700 м. Размеры структуры 10х13 км, амплитуда 150 м. Юго-восточнее от структуры Северный Шиликты выделяется поднятие Шиликты. Оконтуривается изогипсой -6700 м. Размеры 6х9 км. Свод на отметке -6300 м, амплитуда 400 м. На северо-востоке от структуры Шиликты выделяется брахиантиклиналиная складка Вост. Шиликты, размеры которой по изогипсе -6700м составляют 2,5х3,0км, амплитуда 100м.

На юге от структуры Шиликты выделяются структуры Ушбулак, Кенжалы, Шиили, Шубаркудук. Структура Ушбулак с запада и севера ограничена тектоническим нарушением по изогипсе -7050 м. Размеры 8,5х10,5 км. Свод на отметке -6800 м, амплитуда 250 м. Структура Кенжалы с востока и с запада ограничена тектоническими нарушениями, выделяется по изогипсе -6800 м, размеры 4х9 км. Свод на отметке -6200 м, амплитуда 600 м. Структура Шиили оконтурена изогипсой -6700 м. Свод на отметке -6300 м. Размеры 6,5х7 км, амплитуда 400 м. Структура Шубаркудук с запада и с востока ограничена тектоническими нарушениями. Замыкается изогипсой -6700 м. Размеры 3х10 км. Свод на отметке -6000 м, амплитуда 700 м.

Структурный план по отражающему горизонту Π_2^1 (приложение 3) унаследован от ниже лежащего горизонта Π_3 . На этой поверхности выделяются все структуры, выявленные по горизонту Π_3 . По данной

структурной поверхности в западной части рассматриваемой территории по изогипсе -6300 м выделяется, приподнятая зона, в контуре которой выявлены локальные поднятия Северный Шиликты, Жаманагаш, Шиликты и Вост.Шиликты. Структура Северный Шиликты оконтурена изогипсой -6200 м. Свод на отметке -6000 м. Размеры изогипсы 11x11 км, амплитуда 200 м. Структура Жаманагаш выделяется по изогипсе -6250 м, на приподнятой части выделяются три локальных поднятия по изогипсе -6100 м. Размеры структуры 13x10 км, амплитуда 150 м. Структура Шиликты с северо-востока и юго-запада ограничена тектоническим нарушением, оконтурена изогипсой -6200 м. Свод на отметке -5700 м. Размеры структуры 5x10 км, амплитуда 500 м. Северо- восточнее от структуры Шиликты выделяется брахиантиклинальная складка Вост. Шиликты оконтуренная по изогипсе -6700м, размеры 2,5x2,5км, амплитуда 100м.

Южнее от вышеописанной группы поднятий выделяются структуры Ушбулак, Кенжалы, Шиели и Шубаркудук и Северо-Восточный Шубаркудук. Структура Ушбулак с запада, севера и востока экранирована тектоническими нарушениями. Структура замкнута по изогипсе -6600 м. Свод на отметке -6400 м. Размеры структуры по изогипсе -6600м 9x12,5 км, амплитуда 200 м. Структура Кенжалы с запада и востока ограничена тектоническими нарушениями, оконтурена изогипсой -6300 м. Свод на отметке -5750 м. Размеры структуры 4x7,5 км, амплитуда 550 м. Структура Шиели замкнута изогипсой -6200 м. Свод на отметке -5800 м. Размеры 6,5x8 км, амплитуда 400 м. Структура Шубаркудук с запада и с востока экранирована тектоническими нарушениями. Структура ограничена изогипсой -6000 м. Свод на отметке -5650 м. Размеры структуры 3,5x8 км, амплитуда 350 м. Структура Северо-Восточный Шубаркудук ограничена изогипсой -5500 м. Свод на отметке -5200 м. Размеры 2,5x20 км, амплитуда 300 м.

По отражающему горизонту Π_1 (приложение 4), выделяются все структуры выявленные по нижележащим горизонтам. Только структура Жаксымай не отражена в нижележащих горизонтах. Структура Северный Шиликты по данному горизонту выделяются изогипсы -5650 м. Двух сводовая структура, северный свод замыкается изогипсой -5600 м, приподнятая часть на отметке -5400 м, южный свод замыкается -5600 м, высокая часть на отметке -5500 м. Размеры структуры по изогипсе -5650 м составляет 10,5x12,5 км, амплитуда 250 м. Структура Жаманагаш замкнута по изогипсе -5600 м. Свод на отметке -5500 м. Размеры структуры 6x13,3 км, амплитуда 100 м.

Структура Жаксымай генетически относится к аккумулятивному типу. Структура выделяется только по кровле подсолевых отложений, в ее пределах отмечается увеличение мощности терригенного сейсмокомплекса (C_1 - P_1) до 900м. Структура оконтурена изогипсой -5550 м. Свод на отметке -5450 м. Размеры структуры 11x12 км, амплитуда 100 м. Структура Шиликты с северо-востока и юго-запада экранирована тектоническим нарушением, замыкается изогипсой -5600 м. Свод на отметке -5300 м. Размеры структуры

4,5x12 км, амплитуда 300 м. Структура Ушбулак с северо-запада экранирована тектоническим нарушением по изогипсе -6050 м. Свод на отметке -5850 м. Размеры структуры 9,5x12,5 км, амплитуда 200 м. Структура Кенжалы с востока ограничена тектоническим нарушением. Оконтурена изогипсой -5650 м. Свод на отметке -5300 м. Размеры структуры 4x9,5 км, амплитуда 350 м. Структура Шиели выделяется по изогипсе -5450 м. Свод на отметке -5300 м. Размеры структуры 4,5x12 км, амплитуда 150 м.

Кунгурские отложения совместно с верхнеперскими образуют единый солянокупольный этаж, строение которого обуславливается проявлениями соляной тектоники. В результате пластического перераспределения соли образуются различные морфологически выраженные соляные структуры в виде соляных подушек, соляных валов, соляных куполов, соляных стен. Мощность соли может измениться от полного отсутствия в межкупольных мульдах до 6-8 км в ядрах куполов. На характер морфологии соляных куполов существенное влияние оказывает рельеф подсолевого ложа. Расположение контрастных подсолевых поднятий контролирует характер простирания и распределения соляных структур. Отмечается приуроченность соляных валов к флексурным перегибам.

По отражающему горизонту VI (приложение 5) соляной массив Жаксымай оконтурен изогипсой -100 м над крутым северо – западным крылом соляного массива располагается месторождение Жаксымай по надсолевым отложениям. На юго-западном борту соляного массива Жаксымай в плане выделяется соляной шток Кейкебас, представленный двумя сводами по замыкающим изогипсам -100 и 150 м. Восточный борт соляного массива Жаксымай погружается до отметки -400м и за узким перешейком выделяется вытянутый к юго-западу соляной купол Кызылкудук. Купол Кызылкудук ассиметричной формы с крутыми северо – западным и юго – восточным бортами. Вершина купола оконтуривается изогипсой -150 м. Юго-восточное крыло свода обрывается по тектоническому нарушению. Северо – западный купол, более погруженный и оконтуривается изогипсой -300м.

Соляная гряда на юге замыкается небольшим куполом Кызылколь. Свод структуры замыкается изогипсой -300м и смещен к юго-восточному борту. К юго-востоку от нее через небольшую мульду выделяется соляной купол Кумакжол с двумя вершинами по замкнутой изогипсе -300м. Западное крыло купола Кызылколь полого погружаясь до отметки -1000м через узкий перешеек соединяется с соляной грядой извилистой формы, протягивающейся с юга на север и представленной соляными куполами Алтыкарасу, Таскемир, Жылтырмола.

Соляной купол Жылтырмола в плане изометричной формы, отмечается крутым южным и более пологим северными бортами, свод структуры локализуется изогипсой -250м.

К востоку от соляного купола Жылтырмола выделяется купол Жаманагаш островного типа. Южный борт соляного купола обрывается по

тектоническому нарушению, а северный моноклинально погружаясь и нависая на верхнепермскими отложениями образует «соляной карниз».

Выделенные соляные массивы ограничивают в центре участка исследований обширную ассиметричную межкупольную зону, выполненную мощной толщей пермотриасовых отложений. Наблюдается крутое падение отражающих горизонтов к востоку, наиболее погруженная часть мульды отмечается у западного борта соляного купола, где мощность верхнепермских отложений составляет 3000 м, а пермотриасовых достигает 2000 м. Воздымаясь к западу, отложения пермотриаса, облекая восточный борт соляной гряды образуют структуру Жылтырмола.

Верхнепермские отложения развиты, в основном, в межкупольных депрессиях. В зоне развития малоамплитудных валообразных соляных структур они образуют систему межкупольных поднятий типа “щита черепахи”.

По отражающему горизонту D (кровля верхнепермских отложений) (приложение 6) структура Жылтырмола представляет собой крупную антиклинальную ловушку с востока ограниченную замыкающей изогипсой - 600м, а с запада и севера экранированная бортами соляных куполов.

Западное и южное крылья структуры Жаманагаш обрываются по тектоническим нарушениям, трассируемым вдоль бортов соляного купола. Отмечается крутое погружение по борту соляного купола к северу в глубокую мульду, выполненную мощной толщей триасовых отложений достигающих -3600м.

Структура Жаксымай выделяется по изогипсе -400м как неантиклинальная, комбинированная ловушка, экранированная в кровле – на отдельных участках соляным телом, на других стратиграфическим несогласием с вышележащими юрскими отложениями.

Структура Кызылкудук представляет собой небольшое антиклинальное поднятие, налегающее на соляной купол и ограниченная с запада. С востока структура замыкается по изогипсе -650 м.

4.3. Нефтегазоносность

В Прикаспийской впадине нефтегазопроявления в виде притоков нефти и газа, признаков в керне, шламе и буровом растворе установлены в большом стратиграфическом диапазоне от девонских до неогеновых включительно. Все они приурочены к определенным тектоническим элементам и комплексам отложений, содержащих породы-коллектора и покрышки.

В изученной части разреза выявлено от 8 до 11 нефтегазоносных комплексов, пять - семь из них в подсолевом разрезе. В надсолевой части по всей впадине прослежены верхнепермско-триасовый, юрско-меловой и палеогеновый нефтегазоносные комплексы.

На участке Ащибулак единичными скважинами вскрыта кровельная часть подсолевых отложений. В связи с этим нефтегазоносность подсолевых отложений изучено очень слабо. В надсолевом комплексе выявлено два месторождения Шубаркудук и Жаксымай, которые находятся в консервации.

Нефтегазоносные комплексы восточной прибортовой зоны

Средне-верхнедевонский перспективный нефтегазоносный комплекс. В восточной прибортовой зоне девонские отложения изучены плохо, имеются лишь сведения по нескольким площадям, где вскрыты эти породы. В целом, этот комплекс пород в данном регионе является перспективным. Нижнедевонские отложения толщиной 135м выявлены на площади Акжар Восточный в скв. Г-5 в интервале глубин 5808-5673м. Литологически они представлены известняками коричневато-серыми, серыми, брекчиевидными, плотными, глинистыми. Породы смяты в мелкие микроскладки. В свежем сколе породы отмечался резкий запах бензина, по трещинам наблюдались единичные выпоты нефти. Девонские карбонатные отложения всех трех отделов выявлены на Темирском сводовом поднятии в скважине Кумсай П-4. Признаки нефти и газа в них не отмечены.

В последние годы девонские карбонаты вскрыты на месторождении Урихтау поисковой скважиной У-5 на глубине 4950м. В процессе бурения скважины в интервале 4966-4975м в буровом растворе по данным ГТИ и ГК было отмечено высокое содержание газа до 51,7%, при этом C_1 -33,48%, C_2 -13,47%, C_3 -3,15%, C_4 -1,09%, C_5 -0,52%.

В связи с выявлением пластов с высоким содержанием газа в интервале 4972,1-4982м бурение проводилось с отбором керна. Были подняты известняки от светло-серого до серого, участками до темно-серого с бежевым оттенком, от мелко - до крупнокристаллического, органогенно-обломочные, органогенные (водорослевые), брекчиевидные, в начале интервала участками мраморизованные, средней крепости, со стилолитовыми швами, слабопористые, сильно трещиноватые, с неровными изломами. Керна с запахом УВ. По открытым трещинам наблюдается пропитка УВ. Возраст известняка: верхний девон, фаменский ярус, верхнефаменский подъярус. При бурении в интервале 5361-5374м получено мощное газопроявление, по данным ГТИ было отмечено высокое содержание газа до 53,8%, при этом C_1 -52,11%, C_2 -1,7635%, C_3 -15,025%, C_4 -0,1364%, C_5 -0,1356%. Расчетное пластовое давление ≈ 854 атм. По шламу в интервале 5365-5374м - известняки (100%) в основном светло-серые, местами буровато-серые, микро-мелкокристаллические, органогенные, трещиноватые, крепкие.

В Актюбинском Приуралье при испытании скважины №6 Изембет из верхнедевонских терригенных отложений получен небольшой приток горючего газа. Наиболее перспективным данный НГК является на Жаркамышском поднятии. Здесь в последние годы сейсмическими работами прослежена толща КТ-III. Ожидаемые ловушки - массивного и пластового-массивного типов. Покрышкой могут служить глинистые и плотные карбонатные отложения турнейского и визейского ярусов.

Визейско- среднекаменноугольный нефтегазоносный комплекс на Темирском поднятии является перспективным, притоки нефти и газа из нижнекаменноугольных отложений наблюдались в скважинах Г-4 Сев.Бактыгарын, П-37 Бактыгарын, Г-1 Аккудук. Наиболее полно данный НГК представлен и изучен в Жанажол-Торткольской зоне, где выявлены

месторождения Кенкияк, Жанажол, Алибекмола, Кожасай, Урихтау и др. Литологически комплекс сложен доломитами, органогенно-обломочными и пелитоморфными известняками, содержащими тонкие прослойки терригенных пород. В разрезе ряда месторождений (Жанажол, Алибекмола и др.) выделяются две толщи: КТ-I и КТ-II, в возрастном отношении охватывающие, соответственно, гжельско-мячковскую и верхневизейско-башкирскую толщи пород, разделяющиеся терригенными породами - межкарбонатной толщей (МКТ).

Толща КТ-I имеет меньшее по сравнению с КТ-II распространение по площади и выявлена в пределах площадей Жанажол, Урихтау, Алибекмола, Ащисай, Северная Трува, Восточный Жагабулак, Алибекмола Южный. Из них на месторождениях Жанажол, Алибекмола, Урихтау, Мортук Восточный в толще КТ-I установлены нефтегазоконденсатные залежи, а на месторождениях Жагабулак Восточный, Северная Трува, Алибекмола Южный, Ащисай - нефтяные. Все залежи пластово-массивного или массивного типа. Максимальная толщина верхней карбонатной толщи (290м) установлена на месторождении Жанажол. Из всего разреза 200м составляет газовая шапка с конденсатом, 90м нефтяная оторочка. Коллекторами являются доломиты и известняки, пористость которых равна 14-16%, проницаемость-до 240мД. Толщина межкарбонатного слоя подольского возраста варьирует в пределах 80-540м.

На месторождении Алибекмола газоконденсатная часть толщи КТ- I составляет 16м, нефтяная-варьирует в пределах 2,5-46м. Пористость пород-коллекторов в среднем равна 9,0%. В отличие от других месторождений данной зоны нефтегазонакопления, на месторождении Алибекмола продуктивный горизонт выявлен и в межкарбонатной толще. Эффективная нефтенасыщенная толщина его равна 4,0м, пористость-7,0%. Коллектором является карбонатный пласт, залегающий в терригенной толще.

Нефтегазоконденсатная залежь массивного типа приурочена к толще КТ-I на месторождении Кожасай. Толщина газоконденсатной части достигает 293м, нефтенасыщенная колеблется от 17 до 45м. На месторождении Урихтау газонасыщенная толщина составляет 73м, а нефтенасыщенная-12м. Меньшие нефтегазонасыщенные толщины ($H_g=16м$, $H_n=8,0-16м$) обнаружены на месторождении Мортук Восточный.

С толщей КТ-II связаны, преимущественно, нефтяные залежи. На месторождениях Кожасай, Мортук Восточный, Жанажол, Северная Трува в нижней карбонатной толще выявлены нефтегазоконденсатные залежи. На многих месторождениях залежи КТ-II находятся в стадии разведки. Нефтенасыщенная часть толщи на месторождениях колеблется в больших пределах - от 50м на Жанажол до 328м на Восточном Жагабулаке и 506м на Синельниковском. Признаки нефти в керне и буровом растворе наблюдались при бурении карбонатных пород башкирского возраста на площади Кокжиде.

Значение пористости пород-коллекторов нижней карбонатной толщи - небольшое, изменяется от 0,04 до 0,1.

Нижне-среднекаменноугольный терригенный НГК развит на западном склоне Жаркамышского поднятия. Литологически разрез представлен переслаивающимися грубообломочными, песчано-алевролитовыми и глинистыми отложениями нижнего карбона с включением маломощных карбонатных пластов. В восточной прибортовой зоне с визейскими карбонатно-терригенными отложениями связано месторождение Лактыбай. Залежь нефти находится на глубине 3880-4760м, по типу - многопластовая, тектонически экранированная сбросами. Толщина карбонатных пластов составляет 30-140м, пористость их не превышает 6,0%. Пористость песчано-алевролитовых пластов несколько выше, колеблется от 10 до 15%. Толщина терригенных горизонтов колеблется от 23 до 182м. На площади Тускум Северный при бурении скв. №№6,7 отмечались признаки нефти на глубине 3779-4033м в известняках нижнего-среднего карбона. Залежь, вероятно, аналогична месторождению Лактыбай.

На месторождении Жанатан продуктивный пласт толщиной 6,6-33м сложен песчано-глинистыми и карбонатными отложениями. Глубина его залегания-3779-3844м. Коллектором служат песчаники уплотненные, пористость которых в среднем равна 9,0%. Нефть этих месторождений- малосернистая 0,1-0,3%, характеризуется средней плотностью. Признаки нефти в породах нижнего карбона отмечены в скв. №42 Каратобе.

Нижнепермский нефтегазоносный терригенный комплекс (P_{1a-as}) представлен неравномерно переслаивающимися песчано-алевритовыми и глинистыми породами. На ряде площадей развиты гравелиты и мелкогалечные конгломераты. Одна из характерных особенностей комплекса- пространственная изменчивость его литологических особенностей даже в пределах локальных поднятий, что предопределяет зональное развитие коллекторов и формирование литологически ограниченных залежей. С этим НГК связаны многопластовые нефтяные месторождения Кенкияк, Бозоба, Каратобе (ассельские, сакмарские, артинские горизонты), Акжар Восточный. На месторождении Кенкияк в разрезе терригенных нижнепермских отложений установлено шесть продуктивных горизонтов P_{1к}, P-I, P-II, P-III, P-IV, P-V, разделенных хорошо прослеживающимися глинистыми разделами и стратиграфически приуроченных к кунгурскому, артинскому, сакмарскому и ассельскому ярусам. Выделенные продуктивные горизонты представляют собой линзообразный тип залежи, не подчиняющийся структурному положению, вероятно, они образовались при вертикальной миграции из нижележащего карбонатного резервуара. На месторождении Акжар Восточный залежь литологического типа, коллектором служат трещиноватые, пластинчатые глины, напоминающие доманикиты. Коллектор такого типа встречен пока только в среднедевонских отложениях месторождения Карашиганак. В Остансукском прогибе при бурении скважины П-38 Остансук во время проходки интервала 3482-3490,5м отмечено разгазирование раствора и появление пленок нефти. При опробовании интервала 3460-3512м получен слабый приток нефти с газом и водой дебитом 1,7 м³/сут., из интервала 3469-

3536м получен слабый приток разгазированной нефти. Нефтегазоносность артинских отложений установлена на площади Северный Беркут. При испытании скважины №1 из интервала 4325-4370м получен приток нефти дебитом 40 баррелей/сут. Коллекторами являются карбонатные песчаники с низкими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость находится в пределах 5,0-12%, а проницаемость-0,1-4,0мД. Нефтепроявления в разновозрастных отложениях отмечались на Актюбинско-Бештамакской структуре.

Верхнепермский терригенный нефтегазоносный комплекс (Р₂)
Наиболее крупные залежи нефти, экранированные штоками соли, с упруговодонапорным режимом, установлены на южном крыле купола Кенкияк и на юго-восточном крыле Каратобе. Нефтегазоносные горизонты приурочены к прослоям песчаников и алевролитов толщиной до 25-37м, расположенным в толще глин частично казанского и, в основном, татарского ярусов. Продуктивные горизонты на Кенкияке залегают в интервале глубин 649-2475м, где в разрезе отложений казанского яруса установлены нефтяной и газовый горизонты, а в толще пород татарского яруса-12 нефтяных и газовых горизонтов. На Каратобе в верхней части татарских отложений выделены три нефтяных горизонта. В верхнепермских отложениях открыты также залежи на месторождениях Башенколь, Сайгак, Шубаркудук. На месторождении Каратобе Южный под соляным карнизом в терригенных отложениях казанского яруса верхней перми выявлена нефтяная залежь пластовая, экранированная крутым склоном соли. ВНК установлен на отметке - 2739м. Песчаные коллекторы по типу поровые, с открытой пористостью 17,8%.

Триасовый терригенный нефтегазоносный комплекс (Т)

Условия залегания нефтяных горизонтов триаса разнообразны. Они вскрыты на современных и древних сводах поднятий. На современных сводах нефтяные горизонты залегают как на приподнятых, так и опущенных крыльях у крутых склонов. Продуктивные горизонты в нижнетриасовых (ветлужских) отложениях восточной части Прикаспийской впадины установлены на месторождениях Кенкияк, Кокжиде, Акжар, Каратюбе, Башенколь, Караганда, Сайгак, Каратобе, Жаксымай, Шингиз, где выделяется по 2-4 нефтеносных горизонта, залегающие в интервале глубин 387-1323м. Тип залежей-стратиграфически- и тектонически экранированные с упруго-водонапорным режимом. Они, как правило, имеют небольшую площадь, чаще всего приурочены к присводовой части куполов, их крыльям или отдельным участкам. Коллекторами служат песчаники и конгломераты, открытая пористость их варьирует в пределах 5,0-20%, проницаемость - от 133 до 220 мД. Покрышки залежей - локальные, ими служат глинистые породы, встречающиеся в триас-юрской толще.

Юрский нефтегазоносный комплекс (J) является одним из основных нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. В описываемом регионе залежи нефти установлены в нижнеюрских и среднеюрских отложениях. Нефтяные залежи в нижнеюрских отложениях приурочены к

песчано-галечниковой толще и промышленно нефтеносны на куполах Кенкияк, Каратобе, Акжар, Копа, Шубаркудук, Жаксымай. Коллекторами здесь служат пески, песчаники и алевролиты. Региональной покрывкой для данного комплекса служит глинистая толща готерива. В среднеюрской толще известны продуктивные горизонты в ааленских и байосс-батских отложениях на месторождениях Кенкияк, Акжар, Каратобе, Караганда, Кокжиде, Кумсай, Копа. Эти отложения заключают до 4-6 прослоев нефтеносных песков толщиной до 25-30м, разделенных глинами. Первоначальные дебиты нефти достигали 74м³/сут. Залежи нефти имеют упруго-водонапорный режим и по типу являются сводовыми, тектонически-экранированными, литологическими. Коллекторские свойства продуктивных отложений характеризуются полной пористостью, достигающей 22,5-44,1%, открытой-от 21,2 до 38% при проницаемости 105,4-5600мд и нефтенасыщенности 72-80%. Покрывками для залежей служат локально- и зонально распространенные глины аптского и альбского возраста.

В нижнемеловом терригенном нефтегазоносном комплексе в процессе бурения скважин наблюдаются нефтепроявления в виде примазок в керне и его пропитанности, но продуктивные горизонты установлены лишь в готеривских, барремских и апт-альбских отложениях на месторождениях Кенкияк, Каратобе, Акжар, Копа. На их долю приходится 0,7% разведанных балансовых запасов. Продуктивный горизонт песчаной толщи альба содержит тяжелую окисленную нефть и выявлен лишь на структурах Акжар и Копа. На ряде других куполов отмечена пропитанность и закированность пород. Коллекторами нефтегазоносных залежей служат песчаники, пески и алевролиты. Тип залежей - сводовый, тектонически-экранированный, литологический с водонапорным режимом. Пористость пород-коллекторов колеблется в широких пределах - от 14 до 47%, проницаемость - от 32 до 5700мд. Покрывкой для залежей являются одновозрастные плотные глинистые породы.

Признаки нефти в подсолевых отложениях в скважинах участка

Непосредственно на территории участка Ащибулак признаки нефти в подсолевых отложениях установлены на площади Шубаркудук и в близлежащих площадях Караулкельды и Кандагаш.

В скважине 4-Г Шубаркудук в артинских отложениях нижней перми отмечался сильный запах газа в интервале 5171-5178м, а в интервале 5235-5237м в керне встречены примазки нефти.

В параметрической скважине П-21 Караулкельды при испытании нижнекаменноугольных отложений в интервале 6140-6110м получена нефть плотностью 0,86г/см³ в объеме 15 литров. Из интервала 6091-6068м получено незначительное количество нефти в нижнепермских отложениях. Также признаки нефти в образцах керна отмечались из интервалов 5925-5931м, 5973-5977м, 6139-6144м.

На площади Кандагаш в поисковой скважине №4 в процессе бурения при забое 5365м наблюдалось нефтегазопроявление в артинско-сакмарских

отложениях. Газопоказание в буровом растворе составило до 20%. Произошло падение плотности бурового раствора от 1,45 до 1,34 г/см³. Также отмечены признаки нефти по керну в интервале 5601-5607 м в виде запаха бензина.

Месторождения участка Ащибулак и признаки нефти в надсолевых отложениях.

В районе соляного купола Шиликты при бурении картировочных скважин при проведении геологической съемки масштаба 1:50000 были отмечены нефтепроявления в отложениях готерива, берриаса, валанжина и средней юры на глубинах от первых десятков до 500 м. Был поднят керн, пропитанный окисленной нефтью, при бурении происходило разгазирование бурового раствора. Предполагается, что установлены разрушенные многопластовые залежи нефти и, весьма вероятно, сохранение неразрушенных залежей на больших глубинах.

Месторождение Жаксымай.

Месторождение открыто в 1933 г. скважиной 5. Приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре.

Продуктивные отложения нерасчлененного пермотриаса и нижней юры представлены терригенными породами. Глубины залегания нефтяных залежей 330-380 м. По типу ловушки они относятся к пластовым тектонически экранированным. Пористость песчаных разностей находится в пределах 24,9-33,4%, проницаемость 0,03-0,08 мкм², коэффициент нефтенасыщенности 0,73-0,70. При общей толщине 35-45 м, эффективная составляет 9-12 м и нефтенасыщенная – 7,5-8,5 м. Начальное пластовое давление в пермотриасовой залежи 5,5 Мпа, в нижнеюрской – 3,5 Мпа. Дебиты нефти не превышали 5,9 м³/сут. Нефти имеют плотность 849-904 кг/м³ и содержат серы 0,29-0,4%, парафина 0,17-0,84%, смол и асфальтенов 12-20%.

Месторождение Сайгак. Месторождение открыто в 1995 г. компанией «Elf» при бурении скважины Сайгак 1. Первый приток нефти на месторождении получен в скважине S-1 в августе 1996 года при опробовании верхнепермских отложений в интервале 1924-1944 м среднесуточным дебитом 128 м³/сут на 32 мм штуцере.

Залежь тектонически и литологически экранированная пластовая, приурочена к терригенным отложениям, представленным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин нижнетриасового и верхнепермского возрастов.

Пласты-коллекторы в ряде случаев характеризуются невыдержанностью по площади, частыми замещениями плотными непроницаемыми и глинистыми породами, многие пласты представлены в виде линз.

По пробуренным скважинам в разрезе выделено 10 продуктивных горизонтов:

2 в нижнетриасовых отложениях (Т-1, Т-2) и 8 - в верхнепермских.

Продуктивный нижнетриасовый *горизонт Т-1* вскрыт всеми тремя скважинами, хорошо коррелируется, опробован в скважинах S-1, S-2, S-3. Литологически горизонт представлен песчаниками мелко- и среднезернистыми. Общая толщина горизонта меняется от 33 м (скв. S-1) до 37,2 м (скв. S-3), общая эффективная толщина колеблется от 8 м (скв. S-1) до 22,2 м (скв. S-2), эффективная нефтенасыщенная толщина от 5,0 м (скв. S-1) до 18,4 м (скв. S-2). Стабильный дебит нефти в скважине S-1 составляет 33,11 м³/сут на 16 мм штуцере.

На юго-западном участке ВНК выделяется по ГИС в скважине S-1 на отметке -1593,8 м, на северо-восточном участке по скважине S-2 на отметке -1596,8 м.

Нижнетриасовый продуктивный *горизонт Т-2* вскрыт тремя скважинами и опробован всеми скважинами. Литологически представлен переслаиванием песчаников и глин. Общая толщина горизонта колеблется от 30,0 м (скв. S-1) до 35,8 м (скв. S-2), общая эффективная - от 6,0 м (скв. S-1) до 15,6 м (скв. S-2), нефтенасыщенная - 3,2 м (скв. S-3) до 9,6 м (скв. S-2).

Высота триасовой залежи составляет 26,8 м.

Верхнепермский продуктивный горизонт Р-1 вскрыт всеми скважинами, но в скважине S-3 полностью замещен непроницаемыми породами. Коллектора представлены песчаниками полимиктовыми, мелко-, средне-, крупнозернистыми.

Общая толщина горизонта 33,0-34,5 м. Общая эффективная - от 3 м (скв. S-2) до 3,5 м (скв. S-1), нефтенасыщенная - от 2 м (скв. S-2) до 3,5 м (скв. S-1).

Максимальный дебит в скважине S-1 равен 262 м³/сут на 40 мм штуцере, стабильный дебит на 16 мм штуцере 102 м³/сут. По обоим участкам ВНК принят по подошве нижних нефтяных пластов, выделенных по ГИС, по скважине S-1 на отметке -1686,8 м, по скважине S-2 на отметке -1684,8 м.

Верхнепермский продуктивный горизонт Р-2 вскрыт всеми скважинами. Литологически коллектора представлены песчаниками от среднезернистых до крупнозернистых. Общая толщина горизонта колеблется от 69 м (скв. S-1) до 80 м (скв. S-2), эффективная толщина - от 13,5 м (скв. S-1) до 26,8 м (скв. S-2), нефтенасыщенная толщина - от 7,6 м (скв. S-2) до 11,5 м (скв. S-1).

В скважине S-3 нефтенасыщенные пласты отсутствуют. Максимальный среднесуточный дебит в скважине S-1 составляет 102,69 м³/сут на 24 мм штуцере, на 16 мм - дебит нефти 72,86 м³/сут. В скважине S-2 получен приток нефти дебитом 255 м³/сут на 24 мм штуцере.

По I и II участкам ВНК принят по подошве нижних нефтяных пластов выделенных по ГИС в скважине S-1 на отметке -1755,8 м, в скважине S-2 на отметке -1760,4 м.

Верхнепермский продуктивный горизонт Р-3 вскрыт всеми скважинами хорошо коррелируется. По ГИС в скважине S-1 выделяется 6 нефтяных пластов, водоносные пласты отсутствуют. Общая толщина горизонта колеблется от 60 м (скв. S-1) до 62 м (скв. S-2), общая

эффективная - от 7 м (скв. S-3) до 23,8 м (скв. S-2), нефтенасыщенная - 15,5 (скв. S-1).

ВНК принят по подошве нижнего нефтяного пласта, выделенного по ГИС в скважине S-1 на отметке -1858,5 м.

Верхнепермский продуктивный горизонт P-4 вскрыт скважинами S-1 и S-2. Коллектора литологически представлены песчаниками. Общая толщина горизонта 28,8-32,0 м, эффективная - 12,6-18,5 м. В скважине S-1 выделено 3 нефтяных пласта, толщиной 11 м. В скважине S-2 нефтяных пластов не выделено. ВНК принят по данным ГИС на отметке -1902,3 м.

Верхнепермский продуктивный горизонт P-6 вскрыт скважинами S-1 и S-2, не опробован. Общая толщина колеблется в пределах 86,5-91,0 м. Общая эффективная -12,5-16,6 м.

В скважине S-1 по ГИС выделено 3 нефтяных пласта, общей толщиной 12,5 м, водонасыщенных пластов нет, в скважине S-2 выделены только водонасыщенные пласты. ВНК принят по подошве нижнего нефтяного пласта, выделенного по ГИС в скважине S-1 на отметке -2049,8 м.

Верхнепермский продуктивный горизонт P-7 вскрыт скважинами S-1 и S-2. Произвелось совместное опробование горизонтов P-7, P-8 и P-9 в интервале 2407-2703 м, при этом получен незначительный приток нефти (4,8 м³/сут).

Литологически представлен песчаниками. Общая толщина 6,5-8,0 м. Два нефтяных пласта толщиной 5,0 м выделены по ГИС в скважине S-1, водоносных пластов не выделено. В скважине S-2 горизонт замещен, с запада и юга ограничен сбросами. Таким образом, горизонт имеет линзовидную форму.

Верхнепермский продуктивный горизонт P-8 вскрыт скважинами S-1 и S-2, литологически представлен песчаниками.

Общая толщина горизонта 40 м, нефтенасыщенная толщина 2,0 м (скв. S-1), 6,8 м (скв. S-2), водонасыщенных пластов нет. ВНК принят условно по подошве нижнего нефтяного горизонта, выделенного по ГИС на отметке - 2295,8 м.

Верхнепермский продуктивный горизонт P-9 вскрыт скважинами S-1 и S-2, коллектора литологически представлены песчаниками.

В скважине S-1 горизонт замещен. Общая толщина горизонта 173-174м.

В скважине S-2 по ГИС выделены 3 маломощных нефтяных пласта, водонасыщенных пластов нет. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,0 м. ВНК принят условно на отметке -2490,8 по подошве нижнего нефтяного пласта, выделенного по ГИС.

С учетом принятых ВНК высота верхнепермской залежи составляет 817 м.

Нефтяное месторождение Шубаркудук

Поисковое бурение начато в 1930 г. Месторождение открыто в 1931 г. скважиной 10.

Приурочено к солянокупольной структуре. По продуктивной толще пермотриаса представлено двумя брахиантиклиналями, разделенными субширотным нарушением амплитудой 15-20 м. Нефтеносны нерасчлененные отложения пермотриаса на северном и южном поднятиях на глубине 375 м. Нефтяная залежь по типу относится к пластовой, сводовой, с ярко выраженными элементами литологического экранирования. В целом залежь имеет сложную форму из-за зонального распределения коллекторов. При общей толщине 50 м, эффективная нефтенасыщенная толщина слабо сцементированных песчаников составляет 5,8 м. Пористость их не превышает 27%, проницаемость $0,27 \text{ мкм}^2$, коэффициент нефтенасыщенности 0,7.

Начальное пластовое давление 3,5 Мпа, сведения о пластовой температуре отсутствуют. Дебиты нефти $6,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Нефть плотностью 910 кг/м^3 содержит серы 0,6%, парафина 1,5%, смол и асфальтенов 53,1%.

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

На площадях восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины, на основании ранее проведенных исследований, выделяются водоносные горизонты, комплексы, локально-водоносные горизонты и водоупорные толщи в различных отложениях от четвертичного до каменноугольного возрастов.

Водоносный верхнечетвертичный-современный аллювиальный горизонт (а Q_{III-IV}).

Водоносный горизонт приурочен к аллювиальным отложениям поймы, первой и второй надпойменных террас. Водоносный горизонт имеет гидравлическую связь с подземными водами водоносного альбского комплекса. Дебиты скважин, вскрывших верхнечетвертичные-современные аллювиальные отложения, колеблются от 0,3 до $10,0 \text{ л}^3/\text{с}$. Минерализация подземных вод изменяется от 0,12 до 0,2 г/л по правобережью р.Эмба и от 1 до 3 г/л и более – по левобережью р.Эмба и в долине р.Атжаксы. Пресные подземные воды данного водоносного горизонта служат источником водоснабжения посёлков, расположенных в долинах рек Эмба и Темир.

Водоносный нижне-среднечетвертичный аллювиальный горизонт (а Q_{I-II}).

Водоносный горизонт приурочен к аллювиальным отложениям третьей надпойменной террасы и к эоловым пескам, слагающим песчаный массив Кокжиде. Водоупором для горизонта служат суглинистые и глинистые разности нижнечетвертичных аллювиальных и альбских отложений. На многих участках водоупор отсутствует и водоносные пески аллювия залегают на песках альба. На таких участках за счет инфильтрации атмосферных осадков осуществляется питание и опреснение подземных вод альбского комплекса. Дебиты скважин, вскрывших нижне-среднечетвертичные отложения, обычно не превышают 1 л/с при

понижениях уровня до 5м. При оборудовании скважин фильтрами с гравийной обсыпкой они могут достигать 13,0 л/с при понижении 5,9м (скв. № 24'ц).

Минерализация воды колеблется от 0,1 до 0,2 г/л, состав её – преимущественно гидрокарбонатный кальциевый.

Водоносный и водопроницаемый, но безводный верхнеолигоценовый горизонт (P_3^3).

Верхнеолигоценовые отложения распространены в виде останцов на водораздельных поверхностях, в основном, в южной и юго-восточной частях района. Литологически они представлены разномерными кварцевыми песками с линзами гравийно-галечного материала общей мощностью до 10м. Обычно эти отложения залегают гипсометрически значительно выше местного базиса эрозии и полностью сдвинуты. Сведения о водообильности отложений, минерализации и химическом составе подземных вод отсутствуют.

Водоносный альбский комплекс (K_1 al)

Распространён повсеместно. Водовмещающими являются пески мелко-среднезернистые и разномерные с линзами гравия, прослоями песчаников и подчинёнными прослоями глин. Общая мощность альбских отложений по участку работ изменяется от 162 до 197м. Представлены они неравномерным чередованием песков, алевроитов и глин. Песчаные разности пород нижнего мела содержат пресные подземные воды.

Водоносный альбский комплекс на участке водозабора «Эмба» вскрывается на глубинах 4-35м. Водовмещающие отложения представлены мелко- и разномерными песками, иногда гравелистыми с прослоями глин и алевроитов. Мощность отдельных глинистых прослоев составляет 2-10м. Суммарная мощность глинистых прослоев в разрезе альбских отложений составляет 20-40%. Общая мощность водоносного альбского горизонта на участке водозабора «Эмба» составляет 160-200м.

Над водоносным альбским комплексом залегают водоносный нижне-среднечетвертичный аллювиальный горизонт, образуя с первым единую гидравлическую систему.

Подоймой комплекса служат аптские глины.

Воды альбских отложений напорно-безнапорные. Грунтовые воды в альбских отложениях получили распространение на участках, где альбские пески залегают непосредственно под аллювиальными четвертичными песками. Зона распространения грунтовых вод в отложениях альба характеризуется глубинами до 20-40м, т.е. до появления в разрезе первых достаточно мощных (5-10м) глинистых прослоев. Вся остальная, намного более мощная часть разреза альбских отложений, содержит напорные воды.

Воды альбских отложений пресные, весьма слабосолоноватые и слабосолоноватые с сухим остатком от 0,1 до 3,4 г/л. На водораздельных пространствах минерализация воды достигает 10,0 г/л. Пресные воды имеют гидрокарбонатный натриевый, реже кальциевый состав, солоноватые – сульфатно-хлоридный и хлоридно-сульфатный натриевый.

Питание водоносного комплекса осуществляется путём инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода последнего на дневную поверхность и за счет вод вышележащих отложений четвертичного возраста. На базе водоносного альбского терригенного комплекса разведаны несколько месторождений – Кенкиякское, Атжаксы, Кокжиде, Кумсай, Алибекмола, Кожасай.

Водоносный аптский комплекс (K_1 а)

Отложения аптского яруса вскрываются на глубинах около 177-296м. Развита повсеместно и представлен темно-серыми до черных глинами с прослоями песчаников и песков мощностью от 5-6 до 15-20м, содержащими в районе песчаного массива Кокжиде пресные подземные воды с минерализацией до 1 г/л.

На месторождения Урихтау, опробованы пески апта в интервале глубин 291-296м. Абсолютная отметка устья скважины 269м, уровня воды аптского водоносного горизонта – 184м. Дебит скважины 0,5 л/с при понижении уровня воды на 25,0м. Минерализация воды 2,0 г/л (2).

Водоносный неокомский комплекс (K_1 пс)

Отложения неокомского надъяруса распространены также широко, как аптские и альбские. На востоке эти отложения прослеживаются вплоть до Мугалжарских гор, а на западе – до границы Актюбинской области. Литологически они представлены толщей глин с прослоями песков мощностью 10-30 м, которые приурочены к средней и нижней частям разреза и вскрываются на глубинах от 253 до 332 м. Воды высоконапорные. Пьезометрические уровни устанавливаются в долинах ручьев Атжаксы и Ащисай на глубинах 11,7-14,0 м.

Дебиты скважин составляют 0,5-8,0 л/с при понижениях уровня воды 45-29 м, удельные дебиты редко превышают 0,2-0,3 л/с. Превалирующими являются дебиты 4,5-5 л/с при понижениях уровня воды до 28,4м. Минерализация подземных вод изменяется от 0,8 до 3,1 г/л. По химическому составу воды хлоридные и хлоридно-сульфатные натриевые.

Скважиной № 34 в долине р. Атжаксы ниже темно-серых глин апта в интервале 253-283м вскрыты зеленовато-серые полимиктовые мелкозернистые пески, содержащие подземные воды с минерализацией 1,6 г/л. Абсолютная отметка устья скважины 160м, уровень воды в ней – 148,3м. Дебит скважины 6,0 л/с при понижении уровня воды на 21,0м.

Воды данного водоносного комплекса рекомендуются для технического водоснабжения.

Водоносный среднеюрский комплекс (J_2)

Распространён в районе достаточно широко. Кровля комплекса вскрывается на глубинах от 250 до 500м. Водовмещающими породами являются пески мелко- и разномзернистые, мощность отдельных прослоев колеблется от 3 до 35м, общая мощность комплекса достигает 130 м. Воды высоконапорные, пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах 14-68м. Дебиты скважин достигают 5-9 л/с при понижениях уровня на 15,0-17,0 м. Подземные воды солоноватые с минерализацией 3-5 г/л.

Водоносный нижнетриасовый комплекс (Т₁)

Водоносный комплекс залегает на территории района на значительных глубинах – от 370 до 580 м и более. Мощность комплекса – 100-180 м. Водовмещающими являются прослои песков, мощность отдельных прослоев – 3-6 м. Воды высоконапорные, напоры достигают 520 м над кровлей. Производительность скважин не превышает 2,5 л/с при понижении уровня воды до 200 м. Воды хлоридные натриевые с величиной сухого остатка 57-80 г/л.

Водоносный кунгурский (нижнепермский) горизонт (Р₁ k)

Вскрыт скважинами на куполе Саркырамабас и Кенкияк. Глубина залегания кровли – 70-430 м. Подземные воды приурочены к трещиноватым гипсам и галогенным породам. Производительность скважин – 1-3,7 л/с при понижении уровня воды на 5-30 м. По минерализации воды комплекса от солоноватых до рассолов с величиной сухого остатка 2,8-58,8 г/л, по составу – хлоридно-сульфатные натриево-кальциевые и хлоридные натриевые. Подземные воды комплекса не представляют практического интереса для целей водоснабжения.

Водоносный горизонт каменноугольных и нижнепермских отложений

На месторождениях Кенкияк тип воды - хлоркальциевый, плотность воды нижнепермской залежи - 1,060 - 1,200 г/см³, в среднем - 1,108 г/см³, минерализация в среднем – 132792 мг/л, содержание хлора в среднем - 92642 г/л; плотность воды каменноугольной залежи - 1,063 - 1,13 г/см³, в среднем - 1,077 г/см³, минерализация в среднем – 104902 мг/л, содержание хлора в среднем – 64040 мг/л. При пластовых условиях (Т=80⁰С, давление - 80,0 МПа) вязкость пластовой воды пермской залежи - 0,68 мПа·с; каменноугольной залежи - 0,61 мПа·с.

На месторождении Жанажол воды нижнекаменноугольных отложений хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 182,1 г/л.

Воды среднекаменноугольных отложений соленые сероводородные хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 96,4 г/л, сульфатные слабоминерализованные.

Воды нижнепермских терригенных отложений приурочены к песчаным прослоям артинских, сакмарских и ассельских отложений. Они хлоридно-кальциевого типа с минерализацией до 129 г/л, неметаморфизованные, сульфатные. Статический уровень устанавливается на 80-100 м от устья.

5. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Выполненный анализ геолого – геофизических материалов по восточной части Прикаспийской впадины и прилегающим территориям показывает, что перспективы обнаружения на рассматриваемом участке новых месторождений нефти и газа не полностью исчерпаны.

Основные перспективы нефтегазоносности исследуемого участка связаны как с подсолевым, так и с надсолевым комплексом отложений

Участок Ащибулак, находящийся в восточной части Прикаспийской впадины, охватывает части территории Темирского и Мугалжарского районов Актюбинской области РК.

Внутренняя зона восточной прибортовой части Прикаспийской впадины, в пределах которой расположен район предстоящих работ, хорошо освещена геолого-геофизическими исследованиями. К настоящему времени там известны многочисленные месторождения нефти и газа в надсолевом и подсолевом комплексах отложений в различных структурно-тектонических и литолого-стратиграфических условиях.

В подсолевой части разреза района выделяются основные опорные отражающие горизонты P_1 , P'_2 и P_3 , из которых наиболее достоверно изученным и однозначно стратифицированным является P_1 , приуроченный к поверхности докунгурских отложений. По этому горизонту выделяются все структуры, выявленные по нижележащим горизонтам в девонских и каменноугольных комплексах: Северный Шиликты, Жаманагаш, Шиликты, Вост. Шиликты, Ушбулак, Кенжалы, Шиели, Шубаркудук, а также вырисовывается структура Жаксымай, не отмеченная в нижней части палеозойского разреза.

Геологическое строение надсолевых верхнепермской и триасовой толщ района характеризуется поведением сейсмических отражающих горизонтов Д, отождествляемых с кровлей верхнепермских отложений. По ним в отложениях верхней перми и триаса выделены локальные структуры Жаксымай, Кызылкудук, Жылтырмола, Жаманагаш, Шиели, Ушбулак, Кенжалы. Они тектонически представляют собой межкупольные поднятия и полуантиклинали, экранированные крутым уступом соляного купола.

Ранее на участке Ащибулак единичные скважины вскрыли лишь кровельные части подсолевых отложений и поэтому еще нет фактических данных о нефтегазоносности палеозойской части его разреза. Вместе с тем на смежных участках района известны прямые признаки нефти и газа в виде характерного запаха, пропитки нефти в трещинах пород, высоких содержаний УВ-газа в буровом растворе, газопроявления при бурении из различных частей разреза девона на площадях Восточный Акжар, Урихтау.

В целом в пределах восточной прибортовой части Прикаспийской впадины в нижне- и среднекаменноугольных отложениях открыты месторождения Кенкияк, Жанажол, Алибекмола, Кожасай, Урихтау, Сев. Трува, Мортук Восточный и ряд других.

Промышленно нефтегазоносным является и нижнепермский подсолевой комплекс, в котором открыты месторождения Кенкияк, Бозоба, Каратобе, Акжар Восточный.

В надсолевой части разреза района исследования промышленная нефтегазоносность связана с верхнепермским терригенным комплексом на месторождениях Кенкияк, Каратобе, Каратобе Южный, Башенколь, Сайгак, Шубаркудук, Жаксымай.

На территории имеется множество месторождений УВ в мезозойском комплексе с многопластовыми залежами в триасовых, юрских, нижнемеловых терригенных отложениях.

Непосредственно в пределах участка в надсолевом комплексе известны 3 месторождения нефти – Жаксымай, Шубаркудук и Сайгак. Первые из них, открытые в начале 30-х годов прошлого века, законсервированы ввиду выработанности запасов, последнее (Сайгак) находится в разработке. Продуктивными являются терригенные пласты в верхнепермских, триасовых и частично нижнеюрских (Жаксымай) отложениях, тектонически экранированных соляными телами. В разрезе месторождения Сайгак, обнаруженного в 1995 году компанией “Elf Aquitaine”, выделено 10 продуктивных горизонтов – 2 в нижнетриасовых, 8 в верхнепермских отложениях.

Несмотря на то, что подсолевой комплекс пород Прикаспийской впадины регионально нефтегазоносный, поиск, разведка и освоение заключенных в них скоплений углеводородов сопряжены с трудностями, связанными, прежде всего, со сложным строением и неравномерным распространением пород – коллекторов.

В связи с этим, предлагается более детально изучить подсолевой комплекс участка работ после проведения сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

На этапе поисков и разведки рассматриваемого участка предусмотрено решение следующих основных задач:

- поиски залежей углеводородов в юрско – меловых, пермотриасовых и верхнепермских отложениях;
- установление продуктивности нефтегазонасыщенных коллекторов качественным опробованием,
- изучение свойств коллекторов по материалам ГИС и данным лабораторных исследований керна;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов;
- изучение гидрогеологических особенностей перспективных комплексов пород;
- получение исходных данных для оперативного подсчета запасов выявленных залежей нефти и газа.

Выбор местоположения поисковых скважин обуславливается структурно-тектоническими особенностями исследуемого объекта, а проектная глубина зависит от гипсометрического положения скважины на структуре, обеспечивающая полное вскрытие продуктивной толщи.

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

Настоящим проектом геологоразведочных работ на участке Ащибулак предусматривается проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д и поискового бурения на выявленных в результате сейсмических исследований объектах с целью обнаружения новых месторождений нефти и газа.

Степень геолого-геофизической изученности исследуемой территории ограничивается редкой системой профилей КМПВ и МОГТ, выполненной в разные годы различными сейсморазведочными организациями и бурением «советских» поисковых скважин.

В 2023 году предусматривается проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в пределах южной части разведочного участка Ащибулак, с охватом локальных структур: Кызылкудук, Кейкебас, а также МОГТ 3Д в южной части месторождения Шубаркудук.

В 2024 году предусматривается проведение работ МОГТ 2Д в пределах северной части разведочного участка, с охватом ранее выявленных локальных структур: Жылтырмола, Жаманагаш и южной части с охватом структур Кызылкудук, Кейкебас.

В 2025 году предусматривается проведение работ МОГТ 2Д в пределах северной части разведочного участка, с охватом структур: Жылтырмола, Жаманагаш.

Методика полевых работ будет разработана в Техническом проекте на проведение сейсморазведочных работ 2Д/3Д на участке Ащибулак.

Параметры сейсморазведки должны предусматривать достаточные длины годографов, соизмеримые с глубинами залегания целевых отражающих горизонтов, для получения качественных отражений от глубокозалегающих объектов.

Основной объем работ планируется отрабатывать с применением невзрывных источников - вибраторов. При использовании взрывных источников при картировании по поверхности непроходимых и труднопроходимых мест, необходимо предусмотреть возбуждение сигналов из одиночных скважин с заложением зарядов в оптимальные условия. Предполагается применение малых зарядов весом до 0,25 - 0,5 кг. Параметры возбуждения упругих колебаний как взрывных, так и невзрывных источников будут корректироваться по результатам опытных работ.

Очень важно определение параметров сейсморазведки с учетом любых ограничений на поверхности для достижения конечной цели. Необходимо проведение сопоставительного анализа с предыдущими сейсморазведочными работами и работой опытных операторов на соседних территориях.

Необходимо предусмотреть глубинную стратиграфическую привязку запроектированных профилей к скважинам. Программа сейсморазведки может быть скорректирована при условии наличия доступа к скважинным данным по данной площади.

5.2.1 Обработка и интерпретация сейсморазведочных работ

Обработка сейсмических данных будет проведена параллельно с полевыми работами, сразу после отработки сейсмического профиля полученные данные будут переданы в обрабатывающий центр.

Обработка сейсмограмм будет проведена в соответствии с высокими стандартами, так, чтобы получить качественное изображение по мезокайнозойскому и палеозойскому интервалам, так как они могут выступать в качестве дополнительных целевых объектов. Обработка должна отвечать следующим требованиям:

- выполняться с сохранением истинных амплитуд в широком частотном диапазоне;
- включать учет влияния верхней части разреза;
- обеспечить необходимые отношения сигнал/помеха и разрешенность, позволяющие решать стоящие геологические задачи;

Интерпретация геолого-геофизических материалов будет осуществляться в два этапа – структурный и динамический.

На этапе структурной интерпретации на основе материалов ГИС и сейсморазведки проводится стратификация опорных отражающих горизонтов (ОГ), на основе которой осуществляется построение структурных карт.

Для прогноза коллекторских свойств предполагается применение акустической инверсии CSSI и синхронной AVO/AVA инверсии угловых сумм сейсмических данных после временной преломляющей миграции.

Интерпретация сейсмике будет проведена сразу после получения обработанных материалов сейсморазведки с целью оперативной корректировки детальной сети профилей на выявленных структурах.

Ключевые горизонты для интерпретации:

- 1) P_1 - кровля подсолевых отложений;
- 2) VI – кровля соли;
- 3) D – кровля верхнепермских отложений;
- 4) III – кровля юрских отложений;
- Промежуточные поверхности, приуроченные к коллектору или крышке, могут быть полезными для определения перспективного участка и подготовки к бурению (будут определены к тому времени).
- Будут построены структурные карты (временные и глубинные) с разрывной тектоникой, а также карты изопакит по всем целевым горизонтам.
- Будут построены детальные карты по перспективным участкам (глубинные) и объектам.
- Глубинное преобразование будет основано на привязках с существующими данными и анализе сейсмических скоростей. Может быть применена запатентованная методика для улучшения оценки разброса значений скоростей по латерали и вертикали. По возможности, можно получить прогнозы по давлению на основе высокоплотностного скоростного анализа совместно с осуществлением привязки к соседним скважинам.

- Будет проведен прогноз коллектора на основе данных динамической интерпретации и детальной сейсмостратиграфии.

5.3. Порядок размещения скважин

С целью уточнения геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности предлагается заложение 3 поисковых скважин проектной глубиной 3000м. При определении местоположения проектных скважин использовалась структурная карта по отражающему горизонту D (кровля верхнепермских отложений), полученная в результате структурной интерпретации сейсмических материалов МОГТ 2Д, 1992 г.

Просмотр и анализ структурной карты по отражающему горизонту D показал, что более уверенно выделяются структуры Кызылкудук, Шиликти и Кейкебас. Учитывая, структурный фактор и гипсометрический уровень вскрытия предполагаемых перспективных горизонтов в пределах вышеупомянутых структур в рамках настоящей работы предлагается заложить по одной поисковой скважине (приложение 6).

Следует отметить, что местоположение проектных скважин П-1, П-2, П-3 будет уточняться после проведения сейсморазведки МОГТ 2Д, проектные глубины также будут корректироваться в рамках Авторского надзора за реализацией проектных решений Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак.

Скважина **П-1** - поисковая, независимая, закладывается в своде поднятия Шиликти по отражающему горизонту D.

Цель бурения – выяснения перспектив нефтегазоносности юрско – меловых, пермотриасовых и верхнепермских отложений, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежей.

Проектная глубина скважины – 3000 м, проектный горизонт – P_2 .

Скважина **П-2** - поисковая, независимая, закладывается в полусводе примыкания к тектоническому нарушению поднятия Кызылкудук по отражающему горизонту D.

Цель бурения – выяснения перспектив нефтегазоносности юрско – меловых, пермотриасовых и верхнепермских отложений, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежей.

Проектная глубина скважины – 3000 м, проектный горизонт – P_2 .

Скважина **П-3** - поисковая, независимая, закладывается в полусводе примыкания к тектоническому нарушению поднятия Кейкебас по отражающему горизонту D.

Цель бурения – выяснения перспектив нефтегазоносности юрско – меловых, пермотриасовых и верхнепермских отложений, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежей.

Проектная глубина скважины – 3000 м, проектный горизонт – P_2 .

Таблица 5.3.1-Проектный стратиграфический разрез поисковых скважин П-1, П-2, П-3

Стратиграфический комплекс	Интервалы глубин, м
N+Q+P+ K	0-160
J	160-300
PT	300-860
P ₂	860-1560
P _{1k}	1560-2360
P ₂	2360-3000 (забой)

5.4. Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения данного «Проекта разведочных работ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для этого необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин в пределах разведочного участка Ащибулак, в т.ч. месторождений Жаксымай, Сайгак, Шубаркудук (таблица 5.4.1).

В таблице 5.4.2 приведены ожидаемые осложнения при бурении проектных скважин.

Таблица 5.4.1 Геологические условия проводки скважин

Интервалы разреза с различ. геолого-техническими условиями, м			Страт. приуроченность	Литологические особенности характера разреза	Категории пород		Градиент пластов. давления, кгс/см ² на м	Температуры, °С	Углы и направления падения пластов
от (вер)	до (низ)	толщ			по твердости	по абразиву			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	160	160	N+Q+P+K	Песчаники Пески Глины	Мягкие	II-III	0,094	15	1,05
160	300	140	J	Глины Пески Песчаники	Мягкие	II-III	0,103	19	1,07
300	860	560	PT	Аргиллиты Глины Пески Песчаники	Средняя	V-VI	0,104	34	1,01
860	1560	700	P ₂	Аргиллиты Глины Пески Песчаники	Средняя	V-VI	0,106	48	1,15
1560	2360	800	P _{1k}	Каменная соль	Твердая	II-V	0,107	64	1,08
2360	3000	640	P ₂	Аргиллиты Глины Пески Песчаники	Средняя	V-VI	0,108	77	1,07

Таблица 5.4.2 - Интервалы возможных осложнений

№ пп	Интервалы глубин, м		Возраст пород	Вид осложнений	Причины, вызывающие осложнения
	от	до			
1	2	3	4	5	6
1	0	300	N+Q+P+K+J	Осыпи и обвалы стенок скважины	Рыхлые породы
				Поглощение бурового раствора	Частичные поглощения
2	300	1560	PT, P ₂	Возможно нефтегазопроявления	Удельный вес флюида 0,8 г/см ³

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. Основными проблемами при бурении скважин могут быть:

- поглощение (полное или частичное) бурового раствора в процессе бурения;
- осыпи и обвалы, кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтепроявления

Решения:

- для недопущения поглощений бурового раствора, которые могут быть при бурении продуктивных отложений, необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить комбинированные наполнители;

- для недопущения нефтегазопоявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;
- с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов бурильной колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.

Примечание:

- возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимые другими фирмами;
- во время бурения первой скважины, в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать.

Таблица 5.5.1- Характеристика промывочной жидкости

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек	СНС, Па	Водоотдача, м ³ /30мин	pH	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-50	Полимер - Бентонитовый	не регламентируется					
50-700	Калий Хлор Полимерный	1,10÷1,15	60÷70	30÷60	<8	8,5÷9,5	Каустическая сода Кальцинированная сода SMARTPAC RHV OS PHPA HMW OS DRILLING DETERGENT Техническая вода
700-2500	Калий Хлор Полимерный	1,46÷1,50	40÷60	40÷60	<8	9,0÷9,5	CX MUDDET CX PAC L CX POLYCAP LQ CX XANTAN D Калий Хлористый (KCl) Каустическая сода Кальцинированная сода КРАХМАЛ МК-Ф Техническая вода
2500-3000	Калий Хлор Полимерный	1,54÷1,58	50÷60	40÷60	< 8	9÷9,5	Кальцинированная сода Каустическая сода ХимПАК Н MCF Pac FLT Lema BIOXAN KCL NaCL Сидерит Ингидол ГГЛ Лубрикон марки 6 Техническая вода

5.6 Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважин должна быть прочной, обеспечивать герметичное разобщение всех проницаемых пород вскрытых при бурении, безусловную возможность достижения проектной глубины и решения геологических и других исследовательских задач в процессе бурения, осуществления запроектированных режимов эксплуатации на всех этапах разработки месторождения, соблюдения требований законов об охране недр и защите окружающей среды от загрязнения.

С учетом горно-геологических условий бурения и на основании опыта пробуренных скважин находящихся рядом участка, в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», для разработки продуктивных горизонтов рекомендуется следующая конструкция скважин:

Таблица 5.6.1-Рекомендуемая конструкция скважин П-1, П-2, П-3 на участке Ащибулак

Наименование обсадной колонны	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Расс-е от устья до уровня цемента, м	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	колонны		
1	2	3	4	5	6	7
Направление	0	50	490	426	до устья	Цементируется до устья, спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Оборудуется противовыбросовым оборудованием.
Кондуктор	0	700	393,7	323,9	до устья	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении и установки ПВО.
Эксплуатацион- ная колонна	0	2500	295,3	244,5	до устья	Цементируется до устья, спускается с целью испытания продуктивных горизонтов
Эксплуатацион- ный «хвостовик»	2400	3000	215,9	168,3	2400	Спускается в интервале 2400-3000 м, цементируется от забоя до головы хвостовика.

Примечание: - Конструкция скважины может быть скорректирована и изменена по уточненным и фактическим горно-геологическим условиям установленных в процессе бурения скважины. Отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в проекте в пределах ± 250 м, глава 13 пункт 168 («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», 15.06.2018г №239)

При выборе буровой установки необходимо руководствоваться следующими критериями:

- грузоподъемность (исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса буровой колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой буровой колонны в воздухе не менее чем на 40 процентов «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (глава 13, п.190);

- обеспечение трёх-ступенчатой очистки раствора;
- монтажеспособность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации рабочих процессов;
- мобильность.

5.7 Оборудование устья скважин

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при

избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементирующим агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;

- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Оборудование устья скважин представлены в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования для проектных скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, Мпа	Ожидаемое устьевое давление, Мпа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
Направление – ОП45-425х21	21	7,66	3	426
Кондуктор – ОП66-350х21	70	7,5	4	323,9
Эксплуатационная колонна ОП66-230х35	70	37,8	4	244,5
Эксплуатационный хвостовик ОКК 2-35-168х245х324	70	37,8	-	168,3

5.8. Комплекс геолого-геофизических исследований

Геологическая служба Недропользователя должна осуществлять соблюдение требований проекта, проводить отбор керна, шлама и проб флюидов и посылать их на исследования. В дальнейшем необходимо применять полученные по ним заключения в своей работе - увязывать с данными ГИС по пробуренным скважинам и использовать при решении вопроса спуска эксплуатационной колонны и выбора интервалов опробования продуктивных пластов. В случае получения притоков УВ или воды проводить соответствующие анализы.

5.8.1. Отбор керна и шлама

Отбор керна предусматривается производить в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор керна и шлама производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных горизонтов, а также при проявлениях прямых признаков УВ в процессе бурения.

Количество отбора образцов керна и проб флюидов корректируется геологической службой, как в процессе бурения, так и при освоении продуктивных коллекторов. Также ими осуществляется наблюдение и контроль за выполнением отбора, выноса керна и проб флюидов.

При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным отбором до полного прекращения признаков УВ.

Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа.

В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопрооявлениями, появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке глинистого раствора. Во всех случаях газопрооявлений производить отбор проб газа на лабораторные анализы.

Для увеличения выноса керна и его сохранения необходимо применять съемные керноприемные трубы, использовать подходящие буровые растворы и технологические параметры бурения. Необходимо контролировать глубину отбора керна по ГИС.

При изучении керна рекомендуется:

1. Выполнить макроописание пород, описание систем и параметров трещин и каверн, выполнить фотографирование среза керна при дневном и ультрафиолетовом свете;

2. Провести биостратиграфическое, седиментологическое, петрографическое изучение пород и установить фациальные особенности. Пробы на шлифы должны быть отобраны из каждой литологической разности;

3. На образцах керна провести стандартные исследования по определению коллекторских свойств. Образцы керна должны быть отобраны на исследование через 30 см, и должны быть привязаны к глубине;

В дальнейшем необходимо создать коллекцию образцов керна для петрофизических и специальных исследований, виды и объемы которых будут определены в зависимости от результатов проведенного анализа.

В дальнейшем необходимо на образцах керна провести петрофизические и специальные исследования.

Проектные интервалы отбора керна приведены в таблицах 5.8.1.1

Таблица 5.8.1.1. - Сведения по проектному отбору керна

Скважина	Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1	2	3	4	5
П-1	130-150	20	К	
	250-270	20	Ж	
	880-900	20	РТ	
	2360-2380	20	Р ₂	
П-2	130-150	20	К	
	250-270	20	Ж	
	880-900	20	РТ	
	2360-2380	20	Р ₂	
П-3	130-150	20	К	
	250-270	20	Ж	
	880-900	20	РТ	
	2360-2380	20	Р ₂	
в % от общей проходки -2,6%				

При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины, необходимо учитывать время отставания подъема шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближенных к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). Шлам будет отбираться из интервалов резкой смены литологического состава пород через 5-10 м, в продуктивной части разреза - через каждые 2 м проходки в тех интервалах

продуктивной толщи, где не отбирается керн. Шлам пакуются в специальные мешочки, которые этикируются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шламо-кернограмма.

В процессе бурения скважин в случае необходимости специалистами Заказчика могут быть внесены соответствующие изменения в программу отбора керна и шлама.

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

Комплекс промыслово-геофизических работ проводится с целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и разведки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования.

Для проведения геофизических исследований предпочтительно выбирать геофизические сервисные компании, оснащенные современной аппаратурой и приборами для выполнения полного рекомендуемого комплекса ГИС.

Общие геофизические исследования выполняются по всему разрезу, вскрытому бурением.

Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри- и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования выполняют в интервалах продуктивных и перспективных на нефть и газ. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, кернавыми данными и др.) они должны обеспечить:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов - (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и

определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо - и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина превышает 0,8 м);

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

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

После проведения комплекса ГИС в скважине Заказчику выдается оперативная информация, а после проведения полной обработки – окончательный результат с рекомендациями по выбору объектов для испытания на притоки УВ.

Геолог по операциям или геофизик Компании должны находиться на буровой для осуществления контроля над исследованиями.

В таблице 5.8.2.1 приведены стандартный, обязательный комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в проектируемых скважинах, а также рекомендуемые методы, которые будут проводиться по мере необходимости.

Таблица 5.8.2.1 - Планируемый комплекс ГИС, ГТИ в проектируемых скважинах

№ п/п	Забой скважины	Вид исследований	Масштаб записи	Интервалы исследований	Примечание
1	2	3	4	5	6
В открытом стволе:					
1	3000м	Стандартный электрокаротаж КС и ПС	1:500	По всему стволу	
2		Индукционный каротаж многозондовый (ИК)	1:500	В интервале	
3		Боковой каротаж (БК)	1:500	В интервале	
4		Акустический каротаж (АК)	1:500	По всему стволу	
5		Двухзондовый нейтронный каротаж (КНК)	1:500	По всему стволу	
6		Гамма-каротаж	1:500	По всему стволу	
7		Термометрия скважин	1:500	По всему стволу	
8		Измерение диаметра скважин (ДС)	1:500	По всему стволу	
9		Инклинометрия скважин (ИС)		По всему стволу	
10		Геолого-технологические исследования скважин	1:200	В интервале	
11		Стандартный электрический каротаж, КС, ПС	1:200	В интервале	
12		Измерение диаметра скважин (ДС)	1:200	В интервале	
13		Боковой каротаж многозондовый (БК)	1:200	В интервале	
14		Индукционный каротаж (ИК)	1:200	В интервале	
15		Микрокаротаж (МК)	1:200	В интервале	
16		Микробоковой боковой (МБК)	1:200	В интервале	
17		Гамма-каротаж (ГК)	1:200	В интервале	
18		Нейтронный каротаж (НГК, ННК)	1:200	В интервале	
19		Лито-плотностной каротаж (ГТКП+РЕФ)	1:200	В интервале	
20		Акустический каротаж (АК)	1:200	В интервале	
21		Электрический микросканер (FMI)	1:200	В интервале предполагаемой	
22		Резистивиметрия скважин (Рез)	1:200	В интервале	
В обсаженной колонне					
23	3000м	Контроль качества цементажа (АКЦ, СГДТ)	1:500	По всему стволу	
24		Локаатор муфт	1:500	По всему стволу	
25		Определение геотермического градиента	1:500	По всему стволу	

5.8.3. Опробование, испытание перспективных горизонтов

Испытание в эксплуатационной колонне

При достижении проектной глубины и наличия нефтегазонасыщенных пластов, выделенных по материалам ГИС и с учетом данных газового каротажа и признакам нефти и газа в керне, геологической службой компании ТОО «Black Gold Operating Company» решается вопрос о спуске эксплуатационной колонны и выборе объекта перфорации.

Перфорация выделенных по ГИС продуктивных интервалов проводится «снизу-вверх».

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

Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Вторичное вскрытие продуктивных пластов рекомендуется производить одним из способов:

- Спуском кумулятивного перфоратора на каротажном кабеле в интервал перфорации, заполненный перфорационной жидкостью плотностью, исключающей возможность нефтегазопроявлений и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости коллектора (при репрессии на пласт).
- Спуском кумулятивного перфоратора на колонне насосно-компрессорных труб в скважину, заполненную технической водой, и созданием депрессии на пласт, в три раза превышающей имевшуюся репрессию на вскрываемый объект, в процессе бурения.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от твердой фазы и фильтра бурового раствора. Вызов притока осуществлять плавной аэрацией или свабированием с соблюдением Правил техники безопасности и охраны окружающей среды

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

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

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

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

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

- опрессовкой на давление опрессовки эксплуатационной колонны;
- до снижения значения гидростатического давления меньше пластового.

Исследование объекта проводить сроком до 3-х месяцев для нефтяных объектов и до 3-х суток для газовых объектов, но не менее чем, на 3-х режимах.

При получении промышленных притоков нефти или газа планируется проведение гидродинамических и газодинамических исследований, отбор проб пластового флюида и проведение лабораторных исследований с целью получения необходимых параметров для подсчета запасов.

По результатам гидродинамических исследований решить вопрос о способе эксплуатации скважины.

В 3 проектных скважинах запланировано выполнить опробование 6 объектов в пермотриасовых, верхнепермских отложениях (таблица 5.8.3.1).

Испытание пластов в процессе бурения

Испытание пластов в процессе бурения включает комплекс работ, обеспечивающих возбуждение притока, отбор представительной пробы пластового флюида и создание запланированного количества (не менее двух) открытых и закрытых периодов испытания.

С целью привязки вскрываемого разреза, выбора объекта для испытания и площадки для распаковки, перед каждым пластоиспытанием необходимо произвести стандартный каротаж (КС, ПС) и замер диаметра скважины в масштабе 1:500. Пластоиспытания проводятся при устойчивом стволе скважины и при наличии площадки для распаковки.

Испытание проводят при помощи испытателей пластов, спускаемых в скважину на кабеле.

Достоверная оценка насыщенности коллекторов порового типа может быть достигнута при двухкратной депрессии над репрессией. В случае получения притоков УВ испытание продолжать до установления подошвы продуктивного пласта, при необходимости углубляя скважину. Коррективы в интервалах проведения пластоиспытаний может вносить главный геолог после получения результатов промежуточного комплекса ГИС.

В проектных скважинах в процессе бурения рекомендуется провести от 1-2 пластоиспытаний с модульным динамическим испытателем на кабеле КИИ 3-146 с целью оперативной оценки вскрытых пластов-коллекторов в отложениях мела и юры. Всего намечено испытать в процессе бурения 6 объекта в скважинах П-1, П-2, П-3 (таблица 5.8.3.2).

Таблица 5.8.3.1 - Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне

№№ скв.	№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефортатир.	Способ вскрытия, количество отверстий на 1 пог. м	Плотность промывочной жидкости, г/см ³	Метод вызова притока, количество режимов исследований	Методы интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
П-1	II	880-900	РТ	нефть	фонтан	16	1,01	3	Смен а раств ора на воду,	860	920
	I	2360-2380	P ₂			16				2340	3000
П-2	II	880-900	РТ			16	1,01	3		860	920
	I	2360-2380	P ₂			16				2340	3000
П-3	II	880-900	РТ			16	1,01	3		860	920
	I	2360-2380	P ₂			16				2340	3000

Примечание: Количество объектов, интервал опробования и испытания будет уточняться по данным ГИС. Каждый рекомендованный перспективный объект испытывается самостоятельно

Таблица 5.8.3.2 - Интервалы проведения ИПТ

№ п/п	Скважина	Интервалы проведения ИПТ, м	Стратиграфическое подразделение	Диаметр пакера, мм	Депрессия, мпа
1	П-1	130-150	К	-	-
		250-270	J		
2	П-2	130-150	К		
		250-270	J		
3	П-3	130-150	К	-	-
		250-270	J	-	-

Примечание: - количество объектов опробования и интервалы перфорации будут уточняться в процессе бурения скважины с учетом результатов промежуточных геофизических исследований.

5.8.4 Лабораторные исследования

Образцы пород для лабораторного исследования должны быть отобраны через каждые 0,5 м вынесенного выдержанного керна и через 0,25-0,30 м неоднородного. На образцах керна необходимо выполнение стандартного комплекса анализов – плотности минералогической и породы, пористости, проницаемости, фракционного состава, карбонатности и специальных исследований – электрического сопротивления, капилляриметрии.

Плотность минералогическая и плотность породы, пористость, проницаемость и карбонатность определяются на всех образцах керна.

Фракционный состав + карбонатность определяются на терригенных образцах в объеме 30 % от количества образцов по залежи (горизонту).

На образцах, представленных карбонатной породой, следует определять кальцитовую и доломитовую составляющие.

Определение электрического сопротивления образцов со 100 % и переменной водонасыщенностью рекомендуется выполнить на образцах – коллекторах отобранных из базального горизонта верхнего триаса и продуктивных пачек среднего и нижнего триаса (А, Б, В и Г). Количество определений должно быть выполнено в объеме достаточном для построения связей $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_v)$. В соответствии с работой [5] для построения

связей «кern-кern» каждой залежи необходимо использовать не менее 30 образцов керна, равномерно распределённых в интервале изменения коррелируемых (пористости, проницаемости) параметров.

Для уверенного прогнозирования горно-геологических условий проводки скважин рекомендуем определять механические свойства горных пород в диапазоне глубин отбора керна.

В таблице 5.8.4.1 представлены данные о количестве образцов (проб) по каждому виду лабораторных исследований

Таблица 5.8.4.1-Виды лабораторных исследований

№№ п/п	Наименование исследования анализа	Единица измерения	Кол-во образцов	Организация выполняющая иссл-ния
1	2	3	4	5
1	Литолого-минералогический анализ (определение грансостава, плотности, карбонатности, глинистости и др.)	образец	3 обр. на 1 м керна	-
2	Определение пористости (общей и эффективной)	образец		-
3	Определение проницаемости	образец		-
4	Определение нефтенасыщенности	образец		-
5	Споро-пыльцевой анализ	образец	-	-
6	Микрофаунистический анализ	образец	-	-
7	Петрографическое описание шлифа	образец	3 обр. на 1 м керна	-
9	Определение удельного электрического сопротивления пород	образец		-
10	Изучение акустических свойств пород	образец		-
11	Анализ поверхностных проб нефти	проба	2	-
12	Анализ глубинных проб нефти	проба	2	-
13	Товарный анализ нефти	проба (200 л)	2	-
14	Анализ газа	проба	1	-
15	Химический анализ пластовых вод	проба	1	-
16	Определение цезия, рубидия, калия, натрия, радия, урана и др. редких элементов в воде	проба	-	-
17	Газожидкостная хроматография		-	-

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

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

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

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектной скважине составляет:

1. Гамма-каротаж – 9000 м.
2. Контрольный каротаж в объеме 10 % от глубины.
3. Отбор проб воды (по 1 л) – ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

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

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

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

Относительно повышенной радиоактивностью в разрезе скважин обладают глинистые, углефицированные породы юрско-триасовых и нижнепермских отложений.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

При бурении скважин должна постоянно вестись 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 бурящуюся 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, газопроявления.

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

По завершению производства работ на основе систематизации, анализа геолого-геофизической информации (интерпретации сейсмических данных 2Д), интерпретации материалов ГИС, обобщения данных лабораторных исследований пластовых флюидов, результатов промысловых исследований, технико-технологических условий проводки скважин будут получены новые данные о геологическом строении участка Ащибулак и произведена оценка запасов.

Виды и объемы, планируемых исследовательских работ показаны в таблице 7. 1.

Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту
1	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д	пог.км	3000
2	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3Д	кв.км	18,4
3	Объем бурения	м	9000
4	Количество скважин	скважина	3
5	Отбор керна	м	240
6	ГИС	м	9000
7	Опробование в колонне	кол-во объектов	6
8	ИПТ	кол-во объектов	6

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

После окончания разработки участка углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан (3).

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

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

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

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

– п.7 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разведочных работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных таким проектным документом»;

В рамках настоящего проектного документа рекомендовано выполнить полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, бурение и опробование трех поисковых скважин.

8.1 Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ и расчет затрат по ликвидации скважин на участке Ащибулак которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам представлены в таблицах 8.1-8.3.

Таблица 8.1-Количество операционных затрат при ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Требуемое количество часов
1	2	3
1	Смонтировать подъемную установку	1
2	Установить превентор	1
3	Спуск НКТ. Установка верхнего цементного моста	3
4	Промывка. Подъем НКТ с выкидом на мостки	2,5
5	ОЗЦ	6
6	Испытание и опрессовка цементного моста.	2
7	Спуск НКТ. Установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	3
8	Промывка. Подъем с выкидом НКТ	1,5
9	ОЗЦ	6
10	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течении 10 мин.	2
11	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	3
12	Демонтаж станка КРС	1
13	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	4
Итого	Операционные работы	36

Таблица 8. 2-Стоимость ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Стоимость/час, в тыс. тенге	Требуемое количество часов	Общая сумма, в тыс. тенге
1	Операционные работы	23,4	36,0	843,9
2	Автокран	5,8	12,0	70,0
3	ЦА	8,8	12,0	105,0
Итого:				1 018,9

Таблица 8. 3-Используемые материалы

Материал	Количество	Единица измерения	Стоимость, в тысяч тенге	Общая сумма, в тысяч тенге
Цемент, класс G (94 lb/ft ³)	4,00	тонна	52,0	208,8

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

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1 227 666,0 тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации на месторождении составляет - 3 скважины.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$3 \text{ скважины} * 1\,227\,666,0 \text{ тенге} = 3\,682\,998,0 \text{ тенге}$$

8.2 Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

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

8.3 Расчет рекультивации земли

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

Расчет объема рекультивируемых земель были рассчитаны исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20х20 метров;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель- 0,3метра;
- норматив на производство земельных работ составляет 12 560 тенге.

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

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

Объем рекультивации на 6 скважин:

$$120\text{м}^3 * 3\text{ скважин} = 360\text{ м}^3$$

Итого стоимость рекультивации при устьевых площадок скважин составляет:

$$360\text{ м}^3 * 5\,500,0\text{ тенге} = 1\,980\,000,0\text{ тенге.}$$

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Ащибулак представлен в таблице 8.4.

Таблица 8. 1 - Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на участке Ащибулак

№ п/п	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	3 682 998,0
		\$	8 486,2
2	Стоимость рекультивации земли	тенге	1 980 000,0
		\$	4 562,2
3	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	5 662 998,0
		\$	13 048,4

Примечание: *Курс 1\$ USA=434тг. на дату проведения расчета - 03.02.2022г.

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

Под охраной недр подразумевается недопущение загрязнения подземных вод минерализованными пластовыми водами, нефтью и химическими реагентами, недопущение бесконтрольных перетоков пластовых вод в нефтегазоносные пласты и, наоборот, нефти - в водоносные пласты, а также недопущение загрязнения нефтеносных пластов промывочными жидкостями, жидкостями глушения (или их компонентами), тампонажными растворами и т.п.

9.1. Факторы негативного воздействия на геологическую среду

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов.

Весьма существенное влияние на геологическую среду оказывают предприятия нефтегазодобывающей промышленности. Техногенно - геологические взаимодействия приурочены к месторождениям и промыслам нефти и газа. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов, преимущественно техногенно - переотложенных и техногенно - образованных. Нефтегазовое производство воздействует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород). Воздействие «сверху» происходит при обустройстве месторождений и включает как обычные работы, связанные с освоением территории (строительство производственных помещений и дорог, прокладка коммуникаций и т.п.), так и специфические виды воздействий, характерные для нефтяных промыслов (строительство и эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспорт продукции).

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

Воздействие нефтяной промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве скважин. При разработке нефтяных месторождений основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах. Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды из

поверхностных водоисточников. Развивается сероводородное загрязнение за счет жизнедеятельности сульфатосодержащих бактерий. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. Происходят существенные изменения в водоносных горизонтах при использовании их для добычи подземных вод.

В связи с интенсивной разработкой нефтегазовых месторождений в Западном Казахстане сильно возросли техногенные нагрузки на геологическую среду. Появляется большое число опасных и экологически хрупких объектов.

В результате антропогенной деятельности могут произойти изменения части геологической среды. В случае добычи нефти и газа геологические процессы в литосфере могут привести даже к катастрофическим последствиям, таким как землетрясения, оползни, просадки поверхности, обвалы, медленные движения, изменения уровня подземных вод, трещинообразование, заводнение и др.

При освоении нефтегазовых месторождений нарушается поверхностный и подземный сток. Изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов, проявляются процессы заболачивания, изменяется напряженное состояние пород в массиве. Происходят местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры. Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, образование «антропогенных грифонов и гейзеров». В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных гидродинамических, термических, геохимических и др.

9.2. Охрана недр при проведении разведочных работ

Охрана недр при проведении разведочных работ на месторождении должна проводиться в соответствии с Законом «О недрах и недропользовании».

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность геологического, гидрогеологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

Мероприятия по охране недр должны, прежде всего, быть направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе разведочных работ на месторождении предусматривают:

Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки структуры, предоставленного в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти и газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- рациональное и комплексное использование водных ресурсов в процессе бурения;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти и газа в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки газовых залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению, перетокам жидкости между горизонтами;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков воды в процессе проводки и освоения скважины;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах 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.

Охрана недр в процессе разбуривании

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

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению

расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, предусматривается использование 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.

Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая возникает в процессе бурения скважины, необходимо предусмотреть ряд мер по предотвращению негативного воздействия технологического процесса бурения на компоненты природной среды:

- обосновать конструкцию скважины с точки зрения охраны недр и природной среды;
- обосновать программу цементирования колонн по интервалам;
- предложить технико-технологические мероприятия по предотвращению водо-, газо-, нефтепроявлений – бурение производить с противодавлением столба бурового раствора;
- предусмотреть применение экологически безопасного бурового раствора;
- произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и предложены меры по их предотвращению;
- предусмотреть обеспечение технической безопасности в аварийных ситуациях;
- содержать химреагенты и цемент в герметичной таре;
- предусмотреть сбор отходов бурения в шламовые емкости.

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.

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

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.

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.

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:

- сохранение земной поверхности;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, строительством скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- очистка и повторное использование буровых растворов;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом.

9.3. Воздействия проектируемых работ на геологическую среду

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

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химических реагентов, увеличению объемов отходов. С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, в проекте на

строительство скважин будет предусмотрено использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газоводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на специализированный полигон.

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

9.4. Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на месторождении:

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах проведения операций по недропользованию;
- обеспечение полноты извлечения из недр полезных ископаемых, не допуская выборочную отработку богатых участков;
- предотвращение техногенного опустынивания земель;

Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивают условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементирования;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- планировка площадок буровых установок с учетом уклона местности для обеспечения стока дождевых вод в сторону емкостей-отстойников;
- предотвращение истощения и загрязнения подземных вод;
- приготовление буровых растворов на водной основе, очистка и повторное использование буровых растворов;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- вывоз остатков буровых и горюче-смазочных материалов на площадки бурения последующих скважин с соблюдением их безопасной транспортировки и размещения на площадках;
- учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения;
- охрана недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, снижающих их качество;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений.

Принципиальный подход Компании при проведении работ – это экологически безопасный процесс разработки рассматриваемой контрактной территории, использование природосберегающей технологии проведения работ. Основные принципы такого подхода следующие:

- Применение материалов, технических средств и технологических процессов с минимальным потенциалом загрязнения или активного воздействия на объекты природной среды;

- Максимальная утилизация отходов по договору со специализированной организацией.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

ТОО «Black Gold Operating Company» планирует в 2023-2027 г.г. выполнить следующий объем геологоразведочных работ:

-проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3 Д на участке Ащибулак в объеме 3000 пог.км и 18,4 кв.км соответственно с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их к поисковому бурению;

-по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д бурение поисковых скважин П-1, П-2, П-3 общим метражом 9000 м.

Бурение первоочередной проектной скважины П-1 начнется в 2025 году с проектной глубиной 3000 м, проектным горизонтов – Р₂, на ее бурение будет затрачено 174 суток. Опробование одного объекта в колонне – до 90 суток. Бурение данной скважины будет осуществляться одной буровой установкой и одной бригадой.

В таблице 10.1 приведены виды и объемы геологоразведочных работ.

Таблица 10.2-Виды и объемы работ период разведки 2023-2027 г.г.

№	Наименование видов работ	Ед. изм.	Объем (кол-во)						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Приобретение исторических материалов	проект	1						
2	Разработка и утверждение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак	проект		1					
3	Разработка Технического проекта на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д	проект		1					
4	Сейсморазведка МОГТ 2Д/3Д на структурах Кызылкудук, Кейкебас	пог. км			1000	1000			
5	Сейсморазведка МОГТ 2Д на структурах Жылтырмола, Жаманаш	пог. км				500	500		
6	Разработка Технического проекта на строительство поисковых скважин	проект				1			
7	Обработка и интерпретация сейсморазведки МОГТ 2Д	пог. км				2500	500		
8	Бурение и опробование 3 поисковых скважин глубиной 3000 м	скв.					1	2	
9	Составление Оперативного подсчета запасов	проект							1

11. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

11.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти

В Прикаспийской впадине впадины открыто 180 месторождений нефти и газа, из них ряд месторождений введен в промышленную разработку.

На участке Ащибулак в надсолевом комплексе выявлено три месторождения, из которых одно находится в разработке (Сайгак) и два (Шубаркудук и Жаксымай) в консервации.

Залежи нефти и газа приурочены к пермотриасовым и верхнепермским отложениям.

Площади вероятных залежей нефти взяты по структурной карте по D (кровля верхнепермских отложений) (приложение 6).

Остальные параметры для подсчета перспективных ресурсов, как эффективные толщины, пересчётный коэффициент, плотность нефти, газосодержание, коэффициенты пористости и насыщенности приняты по установленным продуктивным горизонтам месторождений Шубаркудук (РТ), Сайгак (Р₂), Восточная Кокарна (К, J) (приложения 8,9).

По участку Ащибулак геологические ресурсы нефти по категории С₃ пермотриасовых и верхнепермских отложений составляют **323 333 тыс. т.**, извлекаемые ресурсы нефти составляют **93 625 тыс.т.** Расчетные данные перспективных ресурсов по категории С₃ приведены в таблице 11.1.1.

Таблица 11.1.1. Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти на участке Ащибулак

Горизонт	Район проект- ных скв.	Площадь, тыс.м ²	Эффективная нефтенасыщенная толщина,м	Объем продук- тивности пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологичес- кие ресурсы нефти, тыс.т	КИН, д.ед	Начальные извлекае- мые ресурсы нефти, тыс.т
					открытой пористости	нефтенасы- щенности	пересчетный				
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К	П-1	9600	5	48000	0,19	0,51	0,92	0,843	3596	0,20	719
	П-2	5700	5	28500	0,19	0,51	0,92	0,843	2135	0,20	427
	П-3	9900	5	49500	0,19	0,51	0,92	0,843	3708	0,20	742
									9439		1888
J	П-1	9600	5	48 000	0,19	0,51	0,92	0,843	3596	0,20	719
	П-2	5700	5	28 500	0,19	0,51	0,92	0,843	2135	0,20	427
	П-3	9900	5	49 500	0,19	0,51	0,92	0,843	3708	0,20	742
									9439		1888
PT	П-1	32000	9,7	310 400	0,26	0,71	0,97	0,910	50579	0,25	12645
	П-2	19000	9,7	184 300	0,26	0,71	0,97	0,910	30031	0,25	7508
	П-3	33000	9,7	320 100	0,26	0,71	0,97	0,910	52159	0,25	13040
									132769		33193
P2	П-1	32000	20	640 000	0,24	0,50	0,98	0,869	65404	0,33	21583
	П-2	19000	20	380 000	0,24	0,50	0,98	0,869	38834	0,33	12815
	П-3	33000	20	660 000	0,24	0,50	0,98	0,869	67448	0,33	22258
									171686		56656
									323333		93625

12. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Перечень видов затрат предприятия, осуществляемых в период поисковых работ определен согласно Закону РК «О недрах и недропользовании» (3) и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (2).

При расчете затрат использовались оценочные показатели, как капитальные вложения на сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, бурение поисковых скважин, их опробования, затраты на поисково-разведочные работы и на проектные работы, прочие производственные затраты.

В смету стоимости включаются все затраты на сопутствующее скважинное оборудование, ГИС, полевая сейсморазведка МОГТ 2Д и их обработка, интерпретация. Потребность и стоимость в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением новых скважин и удельных затрат, их обустройству, прокладке выкидных линий и т.д. Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, так и исходя из характеристики и необходимого количества оборудования, необходимого на строительство намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал.

Таблица 12.1 - Основные показатели проектируемых поисковых работ на участке Ащибулак

№ п/п	Показатели	Единица изм.	Количество
1	Количество проектных поисковых скважин	шт.	3
2	Проектная глубина, горизонт	шт.	3000м Р ₂
3	Суммарный метраж/количество скважин	м	9000 м (3скв)
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст.-мес.	750
5	Предполагаемая стоимость строительства проектных скважин	тыс.тенге	129 000
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс.тенге	43
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на участке (в том числе сейсморазведка МОГТ 2Д, обработка и интерпретация геоф.данных)	тыс.тенге	1 982 738
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, месяц	6
9	Ожидаемый прирост запасов нефти	тыс.т УТ	323 333
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	тыс.т/м	35,9
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	тыс.т/скв	107 777,7
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов УВ, 1 тыс. т ожидаемых запасов условного топлива	тенге/т	6,1

В таблице 12.2 представлены стоимостные показатели капитальных вложений на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, строительство поисковых скважин и прочие затраты.

Таким образом, финансовые затраты в период поисковых работ составят **1 982 738 тыс. тенге**, основная часть которых приходится на сейсморазведочные работы МОГТ2Д/3Д. Все проведенные расчеты носят оценочный характер, однако степень их достоверности достаточна для принятия принципиальных решений.

Капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены. В расчетах предполагается, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений будет осуществляться за счет собственных средств Подрядчика.

Таблица 12.2 - Укрупненный сметно-финансовый расчет стоимости всех видов и объемов ГРР, 2021-2027 г.г.

№ п/ п	Наименование видов работ	Ед. изм.	Объем (кол-во)							Сумма, тыс.тенге						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Приобретение исторических материалов	проект	1							738						
2	Разработка и утверждение Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак	проект		1							11 000					
3	Разработка Технического проекта на проведение сейсморазведочных работ 2Д	проект		1							15 000					
4	Сейсморазведка МОГТ 2Д/3Д на структурах Кызылкудук, Кейкебас, южной части Шубаркудук	пог. км			1000	1000						440 000	440 000			
5	Сейсморазведка МОГТ 2Д на структурах Жылтырмола, Жаманагаш	пог. км				500	500						220 000	220 000		
6	Разработка Технического проекта на строительство поисковых скважин	проект				1							15 000			
7	Обработка и интерпретация сейсморазведки МОГТ 2Д	пог. км				2500	500						50 000	130 000		
8	Бурение и опробование 3 поисковых скважин	скв.					1	2						129 000	258 000	
		пог. м					3 000	6 000								
9	Составление Оперативного подсчета запасов	проект							1							54 000
	Планируемые инвестиции по годам									738	26 000	440 000	725 000	479 000	258 000	54 000
	Планируемые инвестиции всего												1 982 738			

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

№	а) Опубликованные
1	Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов. Приказ №239 от 24.08.2018 г.
2	"Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых". Приказ Министра энергетики № 239 от 15.06.2018 г.
3	Кодекс "О недрах и недропользования" Республики Казахстан за № 125-VI от 27.12. 2017 г.
4	Экологический кодекс
б) Фондовые	
5	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В., Результаты поисково – детальных работ МОГТ по надсолевым и подсолевым отложениям на площади подсолевых структур Шиликтинская и Жаксымай за 1991-1992 годы по надсолевым отложениям на площадях Жарлыоба, Кенжалы, Кумакжол, Кызылкудук, Адаленбек, Игибай востока Прикаспийской впадины за 1990-1992 годы. С/П 7/91-92 и 7/90-92. пос.Ново-Турланский, 1992г.
6	Гилязов Ф.А., Зеликман Т.В., Результаты поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Ащикольского поднятия фундамента востока Прикаспийской впадины за 1989-91 г.г. Отчет Ащикольской партии 8/89-91, пос.Ново-Турланский, 1991г.
7	Думчев П.А., Попова М.К, Жегулин Н.И., Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР, г. Гурьев, 1963 г.
8	Ли В.Ч., Горяева Н.В., Проект поисковых работ на участке Ащибулак в Темирском районе Актюбинской области., г.Актобе, 2016 г.

**ПРОТОКОЛ
совместного совещания ТОО «SciRes»**

29.01.2021г.

г. Актау

Присутствовали:

От ТОО «SciRes»

Мырзагалин А.М. – директор;

Сакауов Б.К. – главный специалист;

Толеков Б.К. - специалист по геологии и разработке месторождений нефти и газа.

ПОВЕСТКА ДНЯ

Рассмотрение отчета «**Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак**».

По рассматриваемому вопросу выступил Толеков Б.К.

Контракт № 4941-УВС от 01.07.2021 года на разведку и добычу углеводородов на участке Ащибулак подписан между Министерством Энергетики Республики Казахстан и ТОО «Black Gold Operating Company». Срок действия контракта на разведку равен 6 годам до 01.07.2027 года.

Начало геологоразведочных работ восточной части Прикаспийской впадины приходится на «советские» годы, начиная с 1931 года и продолжаются по настоящее время.

В пределах разведочного участка по результатам ранее проведенной сейсморазведки МОГТ 2Д выявлено ряд локальных структур, требующих до изучения.

Целью проекта является изучение геологического строения надсолевого и подсолевого комплекса пород, обнаружение потенциальных ловушек для скопления УВ в пределах разведочного участка Ащибулак.

Настоящим «Проектом разведочных работ ... » предусматривается проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в пределах локальных структур в объеме 3000 пог.км и 18,4 кв.км соответственно с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их к поисковому бурению и бурение 3 проектных поисковых скважин глубиной 3000 м. Весь объем работ планируется выполнить в период с 2023 по 2027 г.г.

После обмена мнениями совещание постановляет:

1. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак» считать выполненным.

2. Отчет направить на согласование Заказчику.

Мырзагалин А.М.

Сакауов Б.К.

Толеков Б.К.

**ПРОТОКОЛ
совместного совещания ТОО «Black Gold Operating Company» и ТОО
«SciRes»**

01.02.2022г

г. Актау

Присутствовали:

От ТОО «Black Gold Operating Company»

Нурабаев Б.К. – генеральный директор;

Егоров И.Л. – главный геолог.

От ТОО «SciRes»

Мырзагалин А.М. – директор;

Толеков Б.К. - специалист по геологии и разработке месторождений нефти и газа.

ПОВЕСТКА ДНЯ

Рассмотрение отчета **«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак».**

По рассматриваемому вопросу выступил Толеков Б.К.

Проект выполнен ТОО «SciRes» по договору № 07-2021 от 14.12.2021 г. с ТОО «Black Gold Operating Company» согласно представленному геолого - техническому заданию.

Контракт № 4941-УВС от 01.07.2021 года на разведку и добычу углеводородов на участке Ащибулак подписан между Министерством Энергетики Республики Казахстан и ТОО «Black Gold Operating Company». Срок действия контракта на разведку равен 6 годам до 01.07.2027 года.

Настоящий отчет «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак» выполнен ТОО «SciRes» по договору № 07-2021 от 14.12.2021 г. с ТОО «Black Gold Operating Company».

Начало геологоразведочных работ восточной части Прикаспийской впадины приходится на «советские» годы, начиная с 1931 года и продолжаются по настоящее время.

В пределах разведочного участка по результатам ранее проведенной сейсморазведки МОГТ 2Д выявлено ряд локальных структур, требующих до изучения.

Целью проекта является изучение геологического строения надсолевого и подсолевого комплекса пород, обнаружение потенциальных ловушек для скопления УВ в пределах разведочного участка Ащибулак.

Административно участок относится к Актюбинской области Республики Казахстан и охватывает территорию Темирского и Мугалжарского районов.

Географически площадь относится к восточной части Прикаспийской впадины. Площадь участка составляет 2491,88 км².

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

Настоящим «Проектом разведочных работ ... » предусматривается проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в пределах локальных структур в объеме 3000 пог.км и 18,4 кв.км соответственно с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их к поисковому бурению и бурение 3 проектных поисковых скважин глубиной 3000 м. Весь объем работ планируется выполнить в период с 2023 по 2027 г.г.

Выступили: Нурабаев Б.К, Егоров И.Л, Мырзагалин А.М, Толеков Б.К. и др.

После обмена мнениями совещание постановляет:

1. «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак» считать выполненным.
2. Отчет направить на согласование в Контролирующие органы РК.

От ТОО «Black Gold Operating Company»

Нурабаев Б.К. – генеральный директор;

Егоров И.Л. – главный геолог.

От ТОО «SciRes»

Мырзагалин А.М.

Толеков Б.К.

Заключение

Метрологической экспертизы к отчету по теме «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Ащибулак». Договор № 07-2021 от 14.12.2021 г.

Отчет выполнен ТОО «SciRes»

Ответственный исполнитель: Толеков Б.

По метрологическому обеспечению работы замечаний и предложений нет.

Отчет соответствует требованиям государственных стандартов и может быть принят к рассмотрению в ЦКРР РК.

Экспертиза проведена «__» _____ 2022г.

Метролог

Мырзагалин А.М.

СПРАВКА
о рассылке отчета

**«Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Оппак
Туркестанской области Республики Казахстан»,**

выполненного по состоянию на 01.07.2021 г.

по Договору №067-2019 от 25.11.2019 г.

Ответственный исполнитель Бекешова Ж.Б.

№пп	Организация	Адреса	Экз.	Вариант рассылки
1	РЦГИ «Казгеоинформ»	г.Нур-Султан, ул.Мамбетова, 32	1	бумажный, электронный
2	Южно-Казахстанский межрегиональный департамент геологии и недропользования «Южказнедра»	г.Алматы, пр.Абая, 191	2	электронный
3	АО «Созак Ойл энд Газ»	г.Кызылорда, ул.Желтоксан, 12, б/ц «Бастау»	3	электронный
4	ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»	г.Актау, 3 микрорайон, здание 23	4	бумажный, электронный

СПРАВКА
о рассылке отчета

**«Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Оппак
Туркестанской области Республики Казахстан»,**

выполненного по состоянию на 01.07.2021 г.

по Договору №067-2019 от 25.11.2019 г.

Ответственный исполнитель Бекешова Ж.Б.

№пп	Организация	Адреса	Экз.	Вариант рассылки
1	РЦГИ «Казгеоинформ»	г.Нур-Султан, ул.Мамбетова, 32	1	бумажный, электронный
2	Южно-Казахстанский межрегиональный департамент геологии и недропользования «Южказнедра»	г.Алматы, пр.Абая, 191	2	электронный
3	АО «Созак Ойл энд Газ»	г.Кызылорда, ул.Желтоксан, 12, б/ц «Бастау»	3	электронный
4	ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»	г.Актау, 3 микрорайон, здание 23	4	бумажный, электронный

СПРАВКА
о рассылке отчета

**«Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Оппак
Туркестанской области Республики Казахстан»,**

выполненного по состоянию на 01.07.2021 г.

по Договору №067-2019 от 25.11.2019 г.

Ответственный исполнитель Бекешова Ж.Б.

№пп	Организация	Адреса	Экз.	Вариант рассылки
1	РЦГИ «Казгеоинформ»	г.Нур-Султан, ул.Мамбетова, 32	1	бумажный, электронный
2	Южно-Казахстанский межрегиональный департамент геологии и недропользования «Южказнедра»	г.Алматы, пр.Абая, 191	2	электронный
3	АО «Созак Ойл энд Газ»	г.Кызылорда, ул.Желтоксан, 12, б/ц «Бастау»	3	электронный
4	ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»	г.Актау, 3 микрорайон, здание 23	4	бумажный, электронный

СПРАВКА
о рассылке отчета

**«Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Оппак
Туркестанской области Республики Казахстан»,**

выполненного по состоянию на 01.07.2021 г.

по Договору №067-2019 от 25.11.2019 г.

Ответственный исполнитель Бекешова Ж.Б.

№пп	Организация	Адреса	Экз.	Вариант рассылки
1	РЦГИ «Казгеоинформ»	г.Нур-Султан, ул.Мамбетова, 32	1	бумажный, электронный
2	Южно-Казахстанский межрегиональный департамент геологии и недропользования «Южказнедра»	г.Алматы, пр.Абая, 191	2	электронный
3	АО «Созак Ойл энд Газ»	г.Кызылорда, ул.Желтоксан, 12, б/ц «Бастау»	3	электронный
4	ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»	г.Актау, 3 микрорайон, здание 23	4	бумажный, электронный

