

**ТОО «КазНефтеГазПроект»
ТОО«СМАРТ Инжиниринг»**

«УТВЕРЖДАЮ»:
Генеральный Директор
ТОО «КазНефтеГазПроект»

Кулумбетов Е.К.

2023 г.



**Проект разведочных работ по поиску углеводородов на
площади Каргалы**

Договор _____ от _____ 2023г

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Майлыбаев Р.М.



г. Алматы, 2023г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года

Ответственные исполнители:

Главный геолог, к.г.-м.н.

Нурсултанова С.Г.

Инженер геолог

Туреханов Н.Т.

Инженер геолог

Ерболат А.Б.

Начальник отдела экологии

Тлеугожина М.С.

Ведущий эколог

Калманова Г.Т.

Нормоконтролер

Адекова Н.

РЕФЕРАТ

Авторы: Нурсултанова С.Г., Ерболат А.Б. и др

«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каргалы» в Актюбинской области.

Текст на 110 страницах, содержит 16 рисунков, 30 таблицы, 6 графических приложений, на 6 листах, Республика Казахстан, Алматы, 2023 г. (ЦКРР РК, ТОО«КазНефтеГазПроект», ТОО «СМАРТ Инжиниринг»).

Реферат

Участок Каргалы располагается в пределах восточного борта Прикаспийского бассейна и находится в пределах Актюбинского Приуралья. Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 538,39 кв. км (Контракт №5091-УВС от 25.08.2022г на разведку и добычу углеводородов на участке Каргалы в Актюбинской области, заключенный между Министерством энергетики РК и ТОО «КазНефтеГазПроект»). Глубина - до кровли кристаллического фундамента.

В тектоническом отношении участок приурочен к Предуральскому краевому прогибу.

В советское время в 1950-60 гг. в пределах участка Каргалы разведочным бурением выявлены нефтеперспективные структуры Петропавловская и Александровская. В пределах данных структур было пробурено порядка 22 разведочных скважин. В процессе бурения нефтегазопроявления наблюдалось во многих скважинах.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазНефтеГазПроект», который приступил к работам согласно Контракта №5090-УВС от 25.08.2022г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 25 августа 2028 года.

Проектом запланировано проведение сейсморазведочных работ 2Д с целью уточнения геологического строения палеозойских отложений и выяснения перспектив их нефтегазоносности и бурение двух поисковых скважин: одной независимой скважины, глубиной 3000м и зависимой скважины, глубиной 4950м.

В Проекте приведены данные о геолого-геофизической изученности, тектонике, нефтегазоносности, результатах ранее проведенных сейсморазведочных работ и бурения скважин и т.д.

Ключевые слова. Прикаспийский бассейн, 2Д сейсморазведка, бурение, структура, тектоника, отражающий горизонт, палеозойские отложения, исследовательские работы, нефтегазоносность, месторождение, оценка ресурсов.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на составление «Проекта разведочных работ по поиску УВ на участке Каргалы»

Целевое назначение работ: предоставление

СОДЕРЖАНИЕ

№/п	Наименование раздела	Стр.
1	2	3
1	ВВЕДЕНИЕ	10
2	Географо-экономические условия	13
3	Геолого-геофизическая изученность	16
3.1	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр	16
3.2	Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований	31
3.3	Геофизические и геохимические исследования	33
3.4	Лабораторные исследования	34
4	Геологическое строение площади	36
4.1	Проектный литолого-стратиграфический разрез	36
4.2	Тектоника	43
4.3	Нефтегазоносность	52
4.4	Гидрогеологическая характеристика разреза	57
5	Методика и объем проектируемых поисковых работ	61
5.1	Цели и задачи поисковых работ	61
5.2	обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	61
5.3	Система расположения поисковых скважин	65
5.4	Геологические условия проводки скважин	66
5.5	Характеристика промывочной жидкости	67
5.6	Обоснование типовой конструкции скважин	69
5.7	Оборудование устья скважин	70
5.8	Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований в проектных скважинах	71
5.8.1	Отбор керна и шлама в проектных скважинах	71
5.8.2	Геофизические и геохимические исследования	73
5.8.3	Опробование и испытание перспективных горизонтов	75
5.8.4	Лабораторные исследования	77
6	Попутные поиски	78
7	Обработка материалов поисковых работ	79
8	Ликвидация и консервация последствий деятельности недропользования по углеводородам	80
9	Мероприятия по обеспечению рационального пользования и охране недр, природы и окружающей среды	84
10	Продолжительность проектируемых работ	101
11	Предполагаемая стоимость проектируемых работ	103

12	Ожидаемые результаты работ	104
13	Основные технико-экономические показатели поисковых работ	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ	109

Список рисунков в тексте

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Геологический отвод	11
2.	1.2	Картограмма	12
3.	2.1	Обзорная карта района работ	15
4.	4.1.1.	Схематический типовой разрез Актюбинского Приуралья	41
5.	4.2.1	Геологический профиль через складки Актюбинского Приуралья.	44
6.	4.2.2.	Тектоническая схема восточного и юго-восточного обрамления	44
7.	4.2.3.	Схема рельефа поверхности докембрийского кристаллического фундамента восточной части Прикаспийской впадины.	47
8.	4.2.4.	Структурная карта восточной части Прикаспийской впадины по сейсмическому горизонту П ₂ . Увеличенная схема района работ	48
9.	4.2.5.	Структурная карта восточной части Прикаспийской впадины по сейсмическому горизонту П ₁	49
10.	4.2.6.	Петропавловская складка	50
11.	4.2.7.	Геологическая карта Петропавловской и Александровской антиклиналей.	51
12.	4.2.8	Геологический профиль Александровской складки	52
13.	4.3.1.	Схема нефтегазогеологического районирования	53
14.	4.3.2	Топокарта с контурами контрактной территории Каргалы (белым) и границы проведения сейсморазведочных работ 1992 года (красным).	56
15.	4.3.3	Структурная карта по отражающему горизонту П ₂ ^с с контурами контрактной территории Каргалы (черным) и границы проведения сейсморазведочных работ 1992 года (красным).	56
16.	5.2.1	Схема размещения проектных сеймопрофилей 2Д	62

Список таблиц в тексте

№ п/п	№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Географо-экономические условия	13
2.	3.1.1	Сейсмическая изученность	23
3.	3.1.2	Гравиметрическая изученность	25
4.	3.1.3	Изученность территории глубоким бурением	27
5.	3.1.4	Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды	31
6.	3.3.1	Комплекс ГИС и интервалы исследований	33
7.	4.1.1.	Стратиграфические разбивки по скважинам №№ 14, 16 Александровская, №2 Петропавловская	42
8.	5.4.1.	Проектный геологический разрез скважин Q1	66
9.	5.4.2.	Проектный геологический разрез скважин Q2	67
10.	5.4.3	Ожидаемые осложнения при бурении	67
11.	5.5.1	Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин	67
12.	5.6.1	Сводные данные по типовой конструкции скважины глубиной 3000 м	69
13.	5.6.2	Сводные данные по типовой конструкции скважины глубиной 4950 м.	70
14.	5.7.1.	Оборудование устья скважин	71
15.	5.8.1.1.	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. Q1	72
16.	5.8.1.2.	Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. Q2	72
17.	5.8.2.1	Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 3000 м и 4950 м.	73
18.	5.8.3.1	Предполагаемые интервалы опробования скважины Q1 в обсаженном стволе	76
19.	5.8.3.2	Предполагаемые интервалы опробования скважины Q2 в обсаженном стволе	76
20.	5.8.3.3.	Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне	76
21.	5.8.4.1	Лабораторные исследования	77
22.	7.1	Виды и объемы геологоразведочных работ	79
23.	8.1	Сметная стоимость ликвидации скважины Q1, глубиной 3000м	81
24.	8.2	Сметная стоимость ликвидации скважины Q2, глубиной 4950м	82
25.	8.3	Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин	83
26.	10.1	Календарный план бурения проектных скважин	101

27.	10.2	Календарный план работ на период разведочных работ по поиску углеводородов	102
28.	11.1.	Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2028 гг	103
29.	12.1.	Количественная оценка перспективных ресурсов	104
30.	13.1-	Основные технико-экономические показатели	106

Список текстовых приложений

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Заключение метрологической экспертизы	
2	Протокол НТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг»	
3	Протокол СТС ТОО «СМАРТ Инжиниринг» и ТОО «КазНефтеГазПроект»	
4	СПРАВКА о рассылке отчета	
5	Заключение государственной экологической экспертизы	
6	Экспертное заключение независимого эксперта ЦКРР РК	
7	Копия лицензии на право проектирования горных работ.	

Список графических приложений

№ п/п	Название приложения	№ приложения	Масштаб	Гриф
1	2	3	4	6
1	Схема буровой и сейсмической изученности	1	1:5 000	н/с
2	Средне-нормальный разрез	2	1:2 000	н/с
3	Структурная карта по кровле ОГ П1	3	1:2 00000	н/с
4	Геологический профиль	4		н/с
5	Типовой геолого-технический наряд	5		н/с

Всего графических приложений 5 на 5 листах, все н/с

1. ВВЕДЕНИЕ

Контрактный участок Каргалы располагается в Каргалинском районе Актюбинской области Республики Казахстан в 50 км к северо-востоку от г. Актобе, в пределах номенклатурных листов М-40-XV, М-40-XVI.

ТОО «КазНефтеГазПроект» обладает правом недропользования по Контракту №5090-УВС от 25 августа 2022 г. на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Каргалы в Актюбинской области Республики Казахстан. Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 538,39 кв. км. Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

В тектоническом отношении участок приурочен к Предуральскому краевому прогибу.

В советское время в 1950-60 гг. в пределах участка Каргалы разведочным бурением выявлены нефтеперспективные структуры Петропавловская и Александровская. В пределах данных структур было пробурено порядка 22 разведочных скважин. В процессе бурения нефтегазопрооявления наблюдалось во многих скважинах.

В 1953 г. Московским нефтяным институтом проведены опытные сейсмические работы методом регулируемого направленного приема.

В результате проведенного глубокого разведочного и структурного бурения, а также геофизических работ получен новый геологический материал, анализ которого дал возможность выявить ряд дополнительных закономерностей в геологическом строении и нефтегазоносности Актюбинского Приуралья, составлены карты, дан послойный стратиграфический разрез.


В 1994 году ГГП «Крымгеология» проведены «Региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в северо-западной части Актюбинского Приуралья (Джусинская, Андреевская и др. площади). В результате выполненных исследований освещено глубинное строение разреза до глубин 8-12 км, установлены характеристики разреза отложений осадочного чехла Актюбинского Приуралья. Составлены тектонические схемы северо-западной части Актюбинского Приуралья, установлен надвиговой характер тектоники отложений.

Основной объект исследований – палеозойские терригенно-карбонатные отложения, которые в районе Предуральского краевого прогиба расцениваются как перспективные. Во вскрытом разрезе по заключению ГИС, а также по данным анализа керна выявлены пласты-коллекторы, которые были испытаны во многих скважинах, в большинстве их которых получены притоки УВ.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазНефтеГазПроект», который приступил к работам согласно Контракта №5091-УВС от 25.08.2022г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 25 августа 2028 года.

Проектом запланировано проведение сейсморазведочных работ 2Д с целью уточнения геологического строения палеозойских отложений, 540 пог.км и выяснения перспектив их нефтегазоносности и на их основе бурение двух поисковых скважин: одной независимой скважины, глубиной 3000м и зависимой скважины, глубиной 4950м.

Приложение № _____
 к Контракту № _____
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
разведка
 (вид недропользования)
 от 19.08 2022 года
 рег.№ 494-Р УВ



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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «КазНефтеГазПроект» для осуществления операций по недропользованию на участке Каргалы на основании письма Компетентного органа (№04-12/3726 от 12 июля 2022 года).

Участок недр расположен в **Актюбинской области**.

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

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	50° 33' 00"	57° 20' 00"	5	50° 31' 00"	57° 35' 00"
2	50° 42' 00"	57° 20' 00"	6	50° 32' 00"	57° 35' 00"
3	50° 42' 00"	57° 45' 00"	7	50° 32' 00"	57° 33' 00"
4	50° 31' 00"	57° 45' 00"	8	50° 33' 00"	57° 33' 00"

Географические координаты исключаемых контуров месторождений подземных вод: Александровка, Петропавловка

Координаты угловых точек исключаемого месторождения Александровка					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	50° 35' 45"	57° 31' 02"	3	50° 35' 45"	57° 32' 44"
2	50° 35' 14"	57° 31' 53"	4	50° 36' 16"	57° 31' 53"


Площадь – 1,92 кв.км

Координаты угловых точек исключаемого месторождения Петропавловка					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	50° 32' 59"	57° 27' 16,28"	3	50° 33' 00"	57° 28' 06"
2	50° 33' 15"	57° 27' 41"			

Площадь – 0,23 кв.км

Площадь участка недр за вычетом исключаемых контуров месторождений подземных вод Александровка, Петропавловка составляет – **538,39** (пятьсот тридцать восемь целых тридцать девять сотых) кв. км.

Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

И.о. заместителя председателя
 

К. Туткышбаев

г. Нур-Султан,
август, 2022 г.

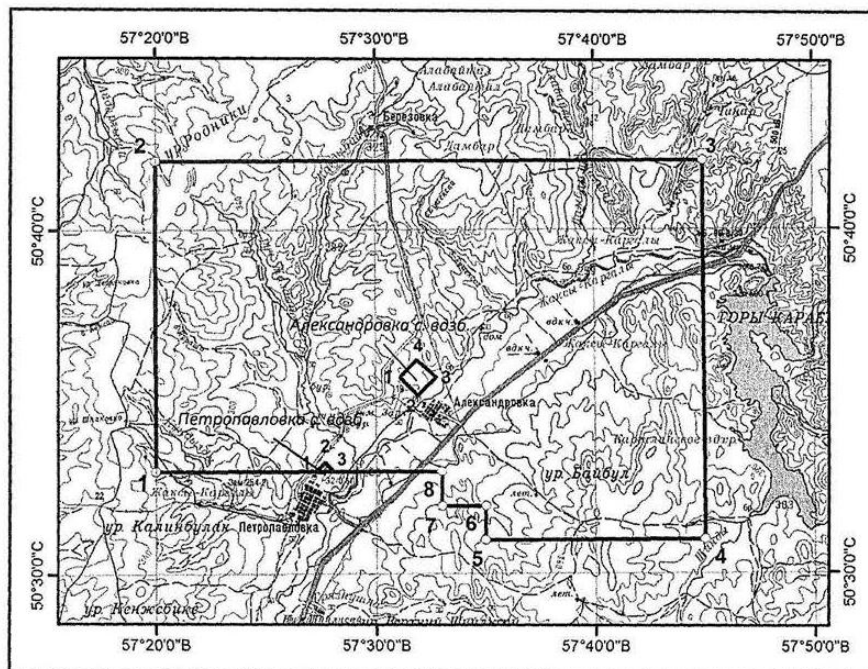
Рис.1.1. Геологический отвод

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от . 2022 г.
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
разведка
 (вид недропользования)

от « » 2022 г. Рег. № _____ Р-УВ

Картограмма расположения участка недр Каргалы

Масштаб 1: 300 000



Условные обозначения

- | | |
|--|----------------------------|
| контур участка недр для разведки участка Каргалы | водопроводы наземные |
| контур месторождения подземных вод | каналы |
| автодороги с покрытием (шоссе) | реки, ручьи (пересыхающие) |
| улучшенные грунтовые дороги | реки, ручьи (постоянные) |
| грунтовые проселочные дороги | населенные пункты |
| полевые дороги | горизонтали основные |
| ЛЭП на металлических или железобетонных опорах | горизонтали дополнительные |
| | водохранилища |

г. Нур-Султан
 август, 2022 г.

Рис. 1.2. Картограмма

2.ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Данные по географо-экономическим условиям района работ приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1

Географо-экономические условия

№ № пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Участок Каргалы расположен в северной части восточного борта Прикаспийской впадины, в 50 км на северо-восток от г.Актобе, пос. Петропавловка в 8,5 км, пос. Александровка в 10 км.
2	Место базирования НГРЭ	В Каргалинском районе Актыбинской области Республики Казахстан.
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	В орографическом отношении площадь представляет собой слегка всхолмлённую равнину. В направлении с севера на юг наблюдается общее понижение рельефа и относительное его упрощение, рельеф постепенно сглаживается и приобретает равнинный характер, типичный для большей части Прикаспийской впадины.
4	Характеристика гидросети и источников питье вой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Главной водной артерией Актыбинской области является р. Илек, которая с юга до г. Актобе имеет меридиональное направление, а затем поворачивает на северо-запад на соединение р. Урал. Более значительными притоками р. Илек являются р. Жаксы-Каргала, впадающая в нее в районе г. Актобе, а также реки Табантал и Исег, впадающие несколько южнее. Все реки маловодны, имеют степной характер, причем более мелкие из них в летнее время почти высыхают и часто распадаются на ряд плесов
5	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат района резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой, с резкими суточными и годовыми колебаниями температуры. Зимой, в январе и феврале, температура опускается до -30-40°, летом поднимается до +30°-(+40°).
6	Количество осадков	Среднегодовое количество осадков составляет 180-250 мм/год. Выпадает, преимущественно, осенне-весенний период
7	Преобладающее направление ветров и	Преобладающими направлениями ветра

	их сила	в летний период - северо-восточных и северных румбов. В зимнее время – северо-восточных и юго-западных румбов. Среднемесячная скорость ветра варьирует от 2,2 до 4,5м/с, среднегодовая скорость - 3,6м/с.
8	Толщина снежного покрова и его распределение	Устойчивый снежный покров держится в течение 6 месяцев, высота его различна. Глубина промерзания земли в зимний период от 0,8 до 1,2 м.
9	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Октябрь-март
10	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Вдоль берегов реки и ее притоков наблюдаются многочисленные заросли кустарников. В основном, растительность представлена сухостепным разнотравием: полынью, ковылем. Животный мир представлен типичными видами, обитающими в сухих степях и полупустынях – суслики, песчанки, тушканчики, полевые мыши. Из хищных животных встречаются волки и лисы. Характерно обилие ядовитых змей, каракуртов, скорпионов и фаланг. Из степных птиц встречаются дрофы, орлы, куропатки, совы, стрепеты и другие.
11	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшими населенными пунктами являются небольшие поселки Петропавловка, Александровка. Областной центр – город Актобе расположен в 50 км на юг от площади работ
12	Наличие материально-технических баз	отсутствует
13	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	В 80 км от участка, на пересечении нефтепровода Жанажол-Орск с ж/д веткой Алматы-Москва на станции Бестамак имеется терминал, для перевалки трубопроводной нефти в ж.д. цистерны, транспортируемые за пределы Казахстана. Газопровод Жанажол-Актобе- МГ Бухара/Урал проходит в 15 км южнее контрактной территории
14	Источники: теплоснабжения, - электроснабжения	На территории имеется разветвленная сеть автомобильных дорог, железнодорожная линия, ЛЭП различной мощности.
15	Виды связи	Радиосвязь, радиостанция, мобильная связь

16	Пути сообщения	Многочисленные грунтовые дороги, пересекающие территорию в различных направлениях, вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.
17	Условия перевозки вахт	автотранспортом
18	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	На территории имеется разветвленная сеть автомобильных дорог, железнодорожная линия

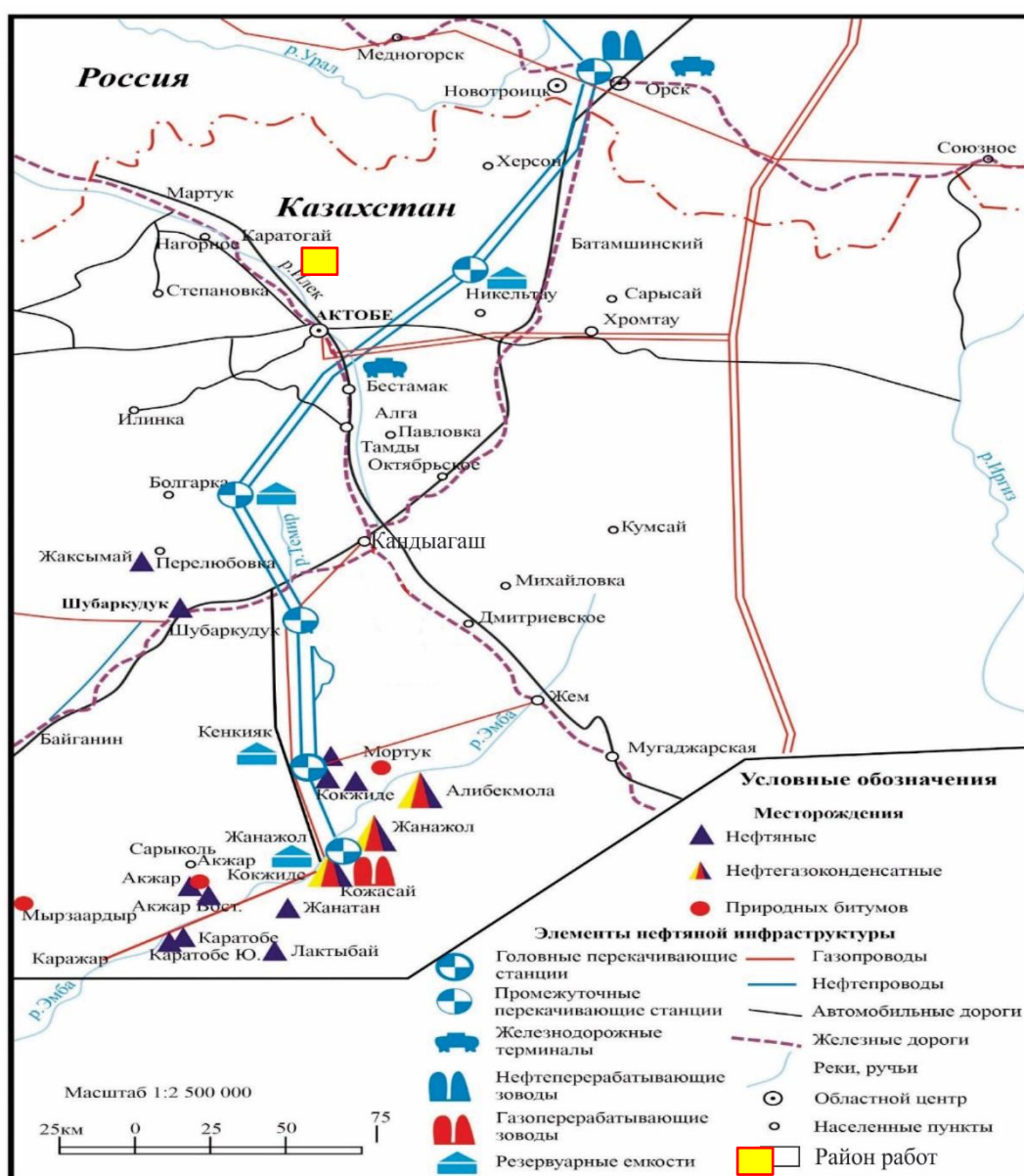


Рис.2.1. Обзорная карта района работ

3.ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Первые геологические сведения об Актюбинском Приуралье относятся к 1860-м годам, жидкую нефть, взятую из выходов близ урочища Джуса, исследовал русский ученый Д.И. Менделеев еще 1870-х годах.

С 1947 г. в пределах Актюбинского Приуралья начали систематически проводить геолого-поисковые и разведочные работы на нефть и газ, включая комплекс геофизических исследований. В 1947 г. трестом «Актюбнефть» были возобновлены разведочные работы на Джусинской структуре. Началось структурно-поисковое и разведочное бурение на Жилинской складке, которое затем было перенесено на Петропавловскую складку (1949 г.), Западно-Актюбинскую (1950 г.) и Актюбинско-Бестамакскую (1951 г.) складки.

С 1948 г. на складках Актюбинского Приуралья были начаты геофизические исследования сейсмической съемкой методом отраженных и преломленных волн. Сейсмическая съемка проведена на Джусинской, Каратусайской, Жилинской, Драгомировской, Западно-Актюбинской и Актюбинско-Бестамакской структурах. В результате работ получены сведения о строении только крыльев складок. В сводовых участках в связи с имеющимися в них нарушениями надвигового характера отражение не получено.

В 1953 г. Московским нефтяным институтом проведены опытные сейсмические работы методом регулируемого направленного приема (РНП) на Актюбинско-Бестамакской складке, которые позволили получать отражения не только на крыльях складок, но и в сводах их. Это дало возможность более полно расшифровать строение складки в целом. С 1955 г. работы этим методом приобретают производственный характер и продолжаются на Актюбинско-Бестамакской, Борлинской, Подгорненской, Георгиевской и других складках.

В результате перевооружения сейсмических партий новыми сейсмостанциями и самоходными буровыми агрегатами увеличился объем сейморазведочных работ. Соответственно, улучшилась методика и техника полевых наблюдений, методика их интерпретации, внедрялись новые методы исследований - КМПВ, метод точечных сейсмических зондирований, электроразведка переменных токов и др. Основными объектами изучения в Прикаспийской впадине были Южно-Эмбинский район и Актюбинское Приуралье.

Сейсмические исследования МОВ, КМПВ до 1971 года носили в основном поисковый характер с целью изучения перспективных структур в надсолевом комплексе осадочных пород. Регистрация упругих колебаний осуществлялась сейсмостанциями с осциллографической записью. Подсолевой комплекс освещался, в основном, региональными работами КМПВ, в результате которых были построены тектонические схемы по преломляющим горизонтам П и Ф (табл. 3.1.1. граф.прил. 1).

В Актюбинском Приуралье несколько научно-исследовательских организаций провели работы по стратиграфии, литологии, палеонтологии и тектонике района.

В 1949 г. вышла работа геолога ВНИГРИ В.П. Пнева «Кунгурский ярус и роль деформации гидroxимических толщ в формировании тектоники структур Актюбинского Приуралья». В работе изложены результаты отложений кунгураского яруса, развитых вдоль восточного борта Предуральской депрессии от р.Табантал и юге до верховьев р.Ик на севере.

Анализ геологического строения и поверхностных нефтепроявлений позволил В.П. Пневу отнести Актюбинское Приуралье к весьма перспективным площадям для поисков нефти в отложениях нижней перми. К первоочередному разбурированию им рекомендованы Борлинская, Петропавловская и Каратусайская складки.

В 1950 г. геологом ВНИГРИ Д.И. Выдриным представлен краткий предварительный отчет по камеральной обработке материалов по опорной скважине Джуса-4, в котором автор считает, в частности, что надвиг, выявленный на основании пробуренных скважин на Джусе геологами треста «Актюбнефть» в действительности не существует. Бурение второй опорной скважины 5а полностью доказало существование этого надвига, расположенного параллельно продольной оси складки. Ошибочность вывода Д.И. Выдрина произошла в результате того, что он галогенную толщу кунгурских отложений отнес к казанскому ярусу.

В 1957 году П.Я. Авровым в диссертационной работе «Тектоника и перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений Актюбинского Приуралья» обобщены все геологические результаты разведочных и геологических работ, проведенных трестом «Актюбнефтеразведка» в Актюбинском Приуралье с 1947 до 1956 г. Им описано строение отдельных антиклинальных структур Актюбинского Приуралья и дана схема тектонического строения всего Актюбинского Приуралья и его тектоническая связь с соседними регионами. В части нефтеносности автор устанавливает, что она приурочивается не только к артинским отложениям, но и ко всему терригенному комплексу, включающему отложения артинского, сакмарского и каменноугольного периодов.

В 1958 по 1960 г. экспедицией Института геологических наук АН КазССР изучалось восточное и юго-восточное обрамление Прикаспийской впадины, в которое составной частью входит Актюбинское Приуралье.

В 1963 г. на основе обобщения всех имеющихся геологических и геофизических материалов П.Я. Авровым и Л.Я. Космачевой в работе «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Актюбинского Приуралья и Западного Примугоджарья», установлена тектоническая взаимосвязь между ними, даны перспективы нефтегазоносности и рекомендации для дальнейшего направления геолого-поисковых и разведочных работ.

В 1969-1973 годы Аэрогеологическая экспедиция (Кравчук В.П. и Щербаков Л.Н., Бородин А.Б., Саркисова Н.П. и др.) проводит структурно-геологическую съемку листов I-40-I7, I8, I-40-30, Г в масштабе 1:50000, в результате которой выделены мезозойские и палеозойские отложения, перспективные на нефть и газ.

В 1963 году Хадишев А.Ш., Посадская А.С., в 1973 году Гридасов Ю.М., Посадская А.С. и другие (трест «Актюбнефтеразведка») проводят обобщение материалов структурно-поискового бурения на территории Актюбинской области, в результате которого составлены карты по кровле соли и по подсолевым отложениям в масштабе 1:100000.

В послевоенные годы почти на всей территории Западного Казахстана были проведены гравиметрические исследования с применением высокопроизводительных гравиметров ГКМ-5 в сочетании с гравиметрами Норгард. Результаты гравиметрических и вариометрических работ были обобщены в виде сводных карт (Э.Э. Фотиади, 1937;1940;1955гг), О.А. Шванком (1950-1951гг), А.Д. Тушкановой (1953г). Западный Казахстан изучался также аэромагнитной съемкой, дальнейшее развитие получила и сейсморазведка. (табл. 3.1.2.)

На выделенных положительных структурах Актюбинского Приуралья в 1948-1957 г пробурен ряд поисковых разведочных скважин. Имеющиеся данные по бурению разведочных скважин, расположенных на территории лицензионного блока, описаны в таблице 3.1.3.

В 1994 году ГПП «Крымгеология» проведены «Региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в северо-западной части Актюбинского Приуралья (Джусинская, Андреевская и др. площади). В результате выполненных исследований освещено глубинное строение разреза до глубин 8-12 км, установлены характеристики разреза отложений осадочного чехла Актюбинского Приуралья. Составлены тектонические схемы северо-западной части Актюбинского Приуралья, установлен надвиговый характер тектоники отложений.

В пределах Александровской антиклинальной складки пробурено 5 разведочных глубоких скважин (14, 15, 16, 17 и 18). На Петропавловской антиклинальной складке в 1950-1959 г пробурено 17 глубоких разведочных скважин (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 18, 19, 20 и 21). В пределах Борлинской складки в 1958 г. пробурены 2 глубоких разведочных скважин (1, 2). На Жилинской складке в 1949-1954 г пробурено 23 глубоких разведочных скважин. В пределах Джусинской антиклинальной складки с 1947 по 1954 года пробурено 10 разведочных глубоких скважин. В пределах Актюбинско-Бестамакской складки пробурено 14 глубоких разведочных скважин. На Западно-Актюбинской складке пробурено 11 скважин

Изученность глубоким бурением.

Скважина Александровская №14 пробурена в осевой части северной периклинали Александровской складки с целью вскрытия всего разреза

каменноугольных и верхов девонских отложений глубиной 3000 м. При бурении резкое выделение газа наблюдалось в интервалах: 1560-1573м, 1793-1802м, 2358-2365м, 2560-2565м и 2680-2700м. Особенно сильные газопроявления приурочивались к бурению интервала 2352-2365м. при утяжеленном буровом растворе плотностью 1,35-1,36 наблюдались выбросы последнего высотой до 30 м.

В связи с интенсивными газопроявлениями в процессе бурения вынуждены преждевременно спустить 8” техническую колонну с целью перекрытия газового горизонта.

При проведении ГИС выделено семь интервалов, рекомендованных к испытанию:

1.1555-1564 м, 2. 1791-1804 м, 3. 1981-1983 м, 4. 2010-2017 м, 5. 2294-2301 м, 6. 2333-2337 м, 7. 2678-2688 м

При испытании верхних объектов в интервалах: 2333-2337м, 1980-1985м, 1791-1804м, 1560-1573м. наблюдалось незначительное газирование скважины, с дебитом не превышающим 80-100 м³/сут.

При испытании интервала 2294-2301 м получен приток глинистого раствора, дальнейшие испытания данного интервала не проводились.

В интервале 2507-3000 м при испытании открытым забоем после разбуривания цементного стакана скважина начала газировать, выбрасывая при этом глинистый раствор выше стола ротора на несколько метров, находившийся в скважине глинистый раствор выбросило, после чего начал поступать сухой газ. При 15 мм штуцере дебит газа составил 450м³/сутки. Для дельнейшей проработки ствола скважины нише башмака 8” колонны применялся глинистый раствор утяжеленный баритом с параметрами удельного веса - 1,36. Во время проработки, раствор сильно газировал. После подняли инструмент в башмак 5” колонны, заменили глинистый раствор на воду. При открытии и закрытии скважины скважина выбрасывала эмульсированную жидкость, после чего шел сухой газ дебитом до 500 м³/сутки. При подъеме инструмента и снятии задвижки, из бурильный труб было выброшено 100-120 литров конденсата желтого цвета с большим количеством легких прогонов. При поднесении спички быстро воспламенялся и после сгорания оставлял маслянистое пятно.

В скважине отобрано 177 м. вынос керна. Отбор шлама производился в интервале 33-2961 м, всего отобрано 836 образцов породы. Данных анализа керна и шлама нет.

Скважина Александровская №15 глубиной 1250 м вскрыла отложения верхнего отдела каменноугольной системы. При бурении скважины нефтегазопроявлений не отмечено, в поднятых кернах и в образцах пород, отобранных боковым грунтоносами никаких признаков нефти и газа не отмечено.

Сопоставление разрезов скважин №№ 15,16 и 17 показывает, что скважина №15 расположена на крутом западном крыле складки, скважина

№17 расположена на более пологом восточном крыле, а скважина №16, пробуренная в профиле названных скважин, располагается в своде складки.

Таким образом, по существующим данным, скважина №15 в структурном отношении ниже испытанной скважины №17, в которой нефти и газа не получено. Газовые горизонты скважины №16 не вскрыты скважиной №15. Ожидать притоков газа в скважине №15 нет оснований, так как она по сравнению со скважиной №16 находится в худших структурных условиях.

Скважина Александровская №16, в которой были отмечены при бурении нефтегазопроявления, приуроченные к каменноугольным отложениям, пробурена в своде складки до глубины 1350 м вскрыла песчано-глинистые отложения верхнего отдела каменноугольной системы.

При бурении с глубины 1083 м скважина начала газировать.

В скважине отобран керн. В интервале керна 1095-1100 м отмечены прослой песчаника и известняка с запахом нефти, а в керне с интервала 1220-1225 м, встречен прослой алевролита с запахом нефти.

По данным ГИС выделены интервалы, рекомендованные для опробования: 530-560м, 600-610м, 620-630м, 828-833м, 915-920м, 980-990м, 1015-1025м, 1054-1107м, 1180-1195м, 1216-1228м.

Испытание интервала 1180-1228 м производили открытым забоем, во время испытания скважина газировала.

Испытание интервала 1054-1107 м производили перфорированием. Получен незначительный приток газа.

Испытание следующего интервала 825-1025 м производили также перфорированием. По время испытания скважина непрерывно газировала.

При испытании верхних интервалов (530-560м, 600-610м, 620-630м) возможно получен приток воды.

Произвели цементировку верхних интервалов, приступили к совместному опробованию всех объектов. Получены притоки газа средним дебитом до 199 м³/сутки

Скважина Александровская №17 пробурена до глубины 1252 м, в 750 м на восток от скважины №16, вскрыла артинско-сакмарские и верхнекаменноугольные отложения, представленные чередованием уплотненных глинистых отложений и песчаников. Проведенные опробовательные работы в скважине №17 положительных результатов не дали.

В поднятом керне с глубины 445-450 м в песчанике и алевролите отмечен запах бензина. В процессе бурения нефтепроявлений не наблюдалось.

По данным ГИС для опробования были рекомендованы 5 интервалов – 3178-318,5 м, 376-378м, 575-577 м, 101701018,5м, 1143-1143 м. При испытании перечисленных объектов притоков УВ не отмечено.

Скважина Александровская №18 пробурена до глубины 4000 м, вскрыла отложения среднего карбона.

При бурении скважины с глубины 2462 м отмечена сильная разгазированность глинистого раствора и временами выбросы раствора в затрубном пространстве.

По данным ГИС в разрезе скважины в интервале 2307-2403 м выделен ряд пластов, характеризующихся как продуктивный коллектор. Данный интервал коррелируется с пачкой пластов в интервале 1180-1225 м скважины №16, где получен приток газа. Интервал не испытан.

По данным газового каротажа выделен ряд интервалов с повышенными газопоказаниями от глубины 1920 м до 2520 м.

В пределах **Петропавловского поднятия** в 1050-х гг. пробурено около 16 скважин.

В шести скважинах (№ 1, №2, №6, №7, №10, № 11) притоки УВ не получены из-за неоптимального расположения скважин.

Пять скважин (№3, №5, №9, №13, №21) аварийные. Испытания не проводились, либо проводились недолжным образом.

В пяти скважинах (№8, №12, №18, №19, №20) получены притоки газа при том, что в процессе бурения из-за постоянных газопроявлений буровой раствор утяжелялся баритом, уд. вес бур. раствора доходил до 1,60 г/см³.

Скважина Петропавловская №8 пробурена до глубины 1425 м, вскрыты нижнепермские отложения.

Значительные газопроявления при бурении с глубины 940 м. особенно сильные на гл. 1363 м. Раствор утяжелялся баритом, при этом сильное разгазирование раствора с выбросами на стол ротора. Частые аварии при бурении.

Признаки нефти отмечены в отобранных коронках в интервалах с глубины 355 м до 1300 м, а также в образцах пород, поднятых боковым грунтоносом с глубины от 450 м до 707 м. Породы представлены песчаниками и песками с запахом нефти и газа.

На основании интенсивных газопроявлений и полученных данных по БКЗ в разрезе были выбелены и опробованы 4 объекта.

При испытании получен приток газа дебитом до 2000 м³/сут.

Скважина Петропавловская №12 пробурена до глубины 1400 м, вскрыты нижнепермские отложения.

При бурении зафиксированы слабые газопроявления на глубине 1350 м. Признаков УВ в керне нет.

Часты аварии при бурении. Испытание проводилось открытым забоем.

Получен приток газа дебитом до 860 м³/сут.

Скважина Петропавловская №18 пробурена до глубины 3000 м, вскрыты верхнекаменноугольные отложения. Расположена в своде структуры.

Газопроявления при бурении с глубины 400 м, пульсирование, выброс глинистого раствора выше ротора. С глубины 963 м отобрана проба газа и начали утяжелять раствор баритом. При проработке ствола скважина отмечалось разгазирование раствора в интервале 12160-1363м. Во время

бурения с глубины 1416 м и 1469 м из скважины отмечены выбросы глинистого раствора выше стола ротора.

Признаки УВ в керне и шламе. Частые аварии при проведении испытания.

В скважине проводилось опробование 25 горизонтов, которые объединены в 7 объектов. В результате опробования получен приток газа. Первоначальный дебит составил 50000 м³/сут.

Скважина Петропавловская №19 пробурена до глубины 950м, вскрыты нижнепермские отложения. Расположена в своде структуры. Газопроявления при бурении с глубины 400 м и до забоя. Испытание проводилось открытым забоем. Получен приток газа дебитом до 1500 м³/сут.

Скважина Петропавловская №20 пробурена до глубины 1604 м, вскрыты нижнепермские отложения. Значительные газопроявления при бурении с глубины 763 м до глубины 1438 м. Признаки УВ в керне и шламе. При испытании получен приток газа дебитом до 500 м³/с.

Таблица 3.1.1.

Сейсмическая изученность

№ п/п	Инв. номер РЦГИ	Номер контура РЦГИ	Год отчета	Авторы	Организация	Название отчета
1	2	3	4	5	6	7
1	15034	167	1960	Дюсенгалиев Т.С. Данилин В.П.	Трест "Казахстаннефтегео- физика"	Отчет о результатах работ сейсмической партии N24/60, проводившей исследования методом РНП на Подгорненской площади Актыбинской области.
2	16680	286	1965	Игуменов В.М. Игуменова З.А.	АГФЭ, Трест "Казахстан- нефтегеофизика"	Технический отчет о результатах рекогносцировочно-площадных работ МОВ сейсмической партии 15-16/65 на Мартукской площади Актыбинской области.
3	21431	395	1970	Кан В.П. Чанышев Р.Х. Самсонов В.А.	АГФЭ, т. "Казахстаннефте- геофизика"	Технический отчет о результатах работ СП 16/69-70 на Подгорненской структуре, расположенной в Новороссийском и Алгинском районах Актыбинской области Казахской ССР.
4	28120	518	1973	Смирнов В.П. Чекунова В.А. Филоненко А.М.	Трест "Спецгеофизика"	Отчет о работах с.п. 18/73 МОВ и МПВ на территории Алгинского и Мортукского районов Актыбинской области Казахской ССР в 1973г.
5	28448	571	1976	Пилифосов В.М. Абдулкабиров А.А.	ИГН, АН Каз.ССР, Управление "Казнефтегазразведка"	Отчет о результатах изучения геологического строения палеозойских отложений в Актыбинском Приуралье с применением различных модификаций ОГТ (Сейсморепартия 115/74-75).
6	43154	973	1993	Кругликова Т.В.	ГЭПР, НПП "Нефтегеофизика"	Выполнение обработки и интерпретации материалов опытно-методических сейсмических работ МОГТ с вибраторами СВ-5-150 на территории Актыбинского Приуралья (Самбайская, Алгинская и смежные площади) с целью совершенствования методики поисковых работ на основе внедрения нелинейных свип-сигналов.
7	19284	344	1967	Попов А.А.	КГТ, ИГН, АН Каз.ССР	Отчет по глубинному сейсмическому зондированию земной коры в Мугоджарах, проведенных в 1967 году (Актыбинский профиль ГСЗ).
8	42021	928	1991	Кругликова Т.В.	ГЭПР, НПО "Нефтегеофизика"	Опытно-методические сейсмические работы МОГТ с вибраторами СВ-5-150 с целью совершенствования методики изучения строения подсолевого перспективного комплекса Актыбинского Приуралья (Алгинская и смежные площади) на основе применения нелинейных свип-сигналов.
9	43150	974	1993	Шамколович Г.И.	ГЭПР, НПП "Нефтегеофизика"	Обработка и интерпретация материалов региональных сейсмических исследований МОГТ на периферии восточного борта Прикаспийской впадины (Актыбинское Приуралье) с целью изучения глубинного геологического строения подсолевого разреза и выделения перспективных зон по подсолевым и надсолевым

						отложениям.
10	43791	963	1993	Герасимов М.Е. Крамаренко Л.Д.	Крымская ГФЭ, ГПП "Крымгеология"	Региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в Северо-Западной части Актюбинского Приуралья (Джусинская, Андреевская и др. площади). Джусинская сп 203/89-92.
11	44685	982	1995	Тропп Е.Б. Федорова Т.И. Корнеева Н.Н.	АО "Актюбинская ГФЭ", ГХК "Толкын", СП "Казахтуркмунай ЛТД"	Отчет о результатах сейсморазведочных работ на площади Каротагай в Актюбинском Приуралье, проведенных в 1993-95гг. (Каратагайской с.п.5/93-95.)
12	нет от	383	1969	Машкина В.П. Титоренко В.В.	Трест "Спецгеофизика"	Отчет о работах Ново-Алексеевской СП 18/69 МОВ-МРНП в Актюбинской области Казахской ССР в 1969 году.
13	нет от	565	1976	Григорьян Л.Х. Григорьян Э.К.	ЦГЭ, НПО "Союзгеофизика"	Отчет о работах партии 13/75 МОВ-ОГТ в Актюбинском Приуралье на территории Мартукского района Актюбинской области Казахской ССР в 1975 году.
14	нет от	600	1977	Фоменко К.Е. Абдульманова Г.В.	ЦГЭ, НПО "Союзгеофизика"	Отчет о работах с.п. 13/76 в Актюбинском Приуралье на территории Мартукского района Актюбинской области Казахской ССР в 1976 году.
15	нет от	673	1979	Абдульманова Г.В. Маркарова О.И.	ЦГЭ, НПО "Союзгеофизика"	Отчет о результатах работ с.п. 7/78 в Актюбинском Приуралье на территории Мартукского района Актюбинской области Казахской ССР в 1978 году.
16	нет от	766	1982	Фоменко К.Е. Абдульманова Г.В. Горюнова Л.Ф.	ГЭПР, НПО "Нефтегеофизика"	Отчет о результатах работ сейсмической партии 55/81 в Актюбинском Приуралье на территории Актюбинского и Новороссийского районов Актюбинской области.

Таблица 3.1.2.

Гравиметрическая изученность

№ кон-тура	Организация, проводившая съемку, авторы отчета	Год работ	Масштаб съемки	Тип гравиметров	Сеть наблюдений (км)	Способ и точность определения		Среднеквадратическая погрешность			Точность съемки (полная погрешность интерполяции) (мГал)	Масштаб и сечение отчетных карт (мГал)
						координат (м)	высот (м)	опорных (мГал)	рядовых (мГал)	аномалий (мГал)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0603	Актюбинская геофизическая экспедиция Трест "Казахстаннефтегеофизика" МГиОН Каз.ССР Мануков Г.И., Попов Н.А.	1963	200 000	ГАК-3М ГАК-ПТ	2x2	по топографическим картам масштаба 1:25000 и способом обратных засечек с использованием топографических карт ± 60.00	тригонометрическое нивелирование ± 1.10	± 0.17	± 0.38	$\pm 0.48(6=230)$	н/св	200 000 2.00
0612	Берчогурская геофизическая экспедиция КГТ ГПГК Каз.ССР Хромов Ю.В.	1963-1964	50 000	ГАК-ПТ	0.5x0.25	Инструментально ± 10.00	геометрическое и тригонометрическое нивелирование ± 0.30	± 0.07	± 0.12	$\pm 0.15(6=230)$ $\pm 0.15(6=249)$	н/св	50 000 0.50
0661	Актюбинская геофизическая экспедиция Трест "Казахстаннефтегеофизика" ГПГК Каз.ССР Мануков Г.И., Попов Н.А.	1964	200 000	ГАК-3М ГАК-ПТ	2x2	по топографическим картам масштабов 1:100000 и 1:25 000 с помощью мензулы ± 55.00	тригонометрическое нивелирование ± 1.35	± 0.20	± 0.44	$\pm 0.56(6=230)$	н/св	200 000 2.00
0661	Актюбинская геофизическая экспедиция Трест "Казахстаннефтегеофизика" ГПГК Каз.ССР Мануков Г.И., Попов Н.А.	1964	200 000	ГАК-3М ГАК-ПТ	2x2	по топографическим картам масштабов 1:100000 и 1:25 000 с помощью мензулы ± 55.00	тригонометрическое нивелирование ± 1.35	н/св	± 0.44	$\pm 0.55(6=230)$	н/св	200 000 2.00

0811	Актюбинская геофизическая экспедиция Трест "Казахстаннефтегеофизика" МГ Каз.ССР Опря Н.Н., Попов Н.А.	1967-1968	съемка по сейсмическим профилям	ГАЗ-ПТ ГАЗ-7Т	шаг 0.5-0.6	инструментально ± 20.00	геометрическое нивелирование ± 0.20	± 0.08	± 0.12	±0.15(б=230)	н/св	Карта не составлялась
1099	Актюбинская геофизическая экспедиция Управление "Казнефтегазразведка" МГ Каз.ССР Сагитова Д.Х., Серенков Н.П.	1973-1974	профильная	ГАЗ-7Т Дельта-2	шаг 0.3 0.6	способом обратных засечек с использованием мензулы и графический способ вешения с использованием мензулы и кипрегеля ±16.70	тригонометрическое нивелирование ± 0.33	± 0.06	± 0.12	±0.15(б=230)	н/св	Карта не составлялась
1569	Актюбинская геофизическая экспедиция Объединение "Казнефтегазгеология" МГ Каз.ССР Лежебоков В.В., Маков В.И.	1980-1981	50 000	ГНУ-К2 ГР/К2	1х0.5	инструментально ± 25.00	геометрическое нивелирование ± 0.32	± 0.05	± 0.13	±0.15(б=267) ±0.16(б=230)	± 0.26	50 000 0.50
1851	Актюбинская геофизическая экспедиция ПГО "Казгеофизика" МГ Каз.ССР Лежебоков В.В.	1979-1984	50 000	ГНУ-К2 ГНУ-К2 ГР/К2 Дельта-2	1х0.5	инструментально и по топографическим картам масштабов 1:10000 и 1:25 000 ± 20.50	геометрическое и тригонометрическое нивелирование и с топографических карт м-в 1:10000 и 1:25000 ± 0.45	± 0.05	± 0.13	±0.16(б=267) ±0.17(б=230)	± 0.29	50 000 0.50
2005	Мугоджарская геолого-геофизическая экспедиция ПГО "Запказгеология" МГ Каз.ССР Адилмагамбетов К.Ж., Михайленко В.Н.	1976-1983	50 000	ГНУ-К1 ГНУ-К2 ГР/К2	0.5х0.25	инструментально ± 30.00	геометрическое и тригонометрическое нивелирование ± 0.40	± 0.03	± 0.08	±0.12(б=267) ±0.12(б=230)	± 0.22	50 000 0.50
2399	Акционерное общество "Мугоджары" Акционерное общество "Запрудгеология" КТиОН МЭ(экологии)иПР РК Тарасова Л.И., Верещагина Л.М.	1989-1998	профильная	ГНУ-КВ	Шаг 0,01	инструментально ± 9.20	геометрическое нивелирование ± 0.08	н/св	± 0.06	±0.07(б=267)	н/св	Карта не составлялась

Таблица 3.1.3

Изученность территории глубоким бурением

№ № пп	№ скважин, наименование площади	Категория скважины	Дата бурения (начало/ конец)	Проектная глубина/го ризонт	Фактичес кая глубина/го ризонт	Конструкция скважины	Результаты бурения, опробования, испытания, состояния скважины (ликвидированная, законсервированная)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Г-14 Александровск ая	разведочная	18.11.1955 – 9.02.1957.	3000 м/D ₃	3000 м/C ₃	Кондуктор 16" 35 м-цементируется до устья 1-я Тех.колонна 12" не спускалась 2-я Тех.колонна 8" 2365 м-зацементирована 1820м. от устья Экс.колонна 5"- 2507 м зацементирована 2380м. от устья.	Освоение и испытание всех объектов выполнены в интервале 3000-2507 (открытый ствол) скважину периодически открывали и закрывали. Слабый выход конденсата с газом. Дебит газа на 15мм штуцере составлял 350-500 м ³ /с. В интервале 2337- 2333-выход газа 250-300м ³ /с. В остальных интервалах притока не получено. Скважина ликвидирована
2	Г-15 Александровск ая	разведочная	3.04.1953 – 6.07.1953	1250/ C ₃	1250/ C ₃	Кондуктор 10" 120,9 м-цементируется до устья	Во скрытом разрезе нефтенасыщенных интервалов не обнаружено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. Скважина расположена в неоптимальных структурных условиях.
3	Г-16 Александровск ая	разведочная	29.06.1954 – 5.07.1958.	1250 м/C ₃	1350 м/C ₃	Кондуктор 10" 90 м-цемент до устья Экс.колонна 6"- 1180 м зацементирована 480 м. от устья.	Перфорация интервалов 1106-1054, 1079-1078, 1064-1061 м – притока нет Перфорация интервалов в 1025-1016м., 990-980м., 920-914., 833-825 м – притока нет Перфорация интервалов 630-620м., 610-600 м., 560- 555м - Среднее значение дебита газа равно 199,3 м ³ /сут. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
4	Г-17 Александровск ая	разведочная	30.13.1954 – 25.06.55.г	1250 м / C ₃	1252 / C ₃	Кондуктор 10" 136,6 м-цемент до устья Экс.колонна 6"- 1243 м зацементирована до устья	В керне, интервал 445-450 м запах бензина Перфорация интервалов 1200-1204, 1043-1038, 1018,5-1014 м, 914-911, 577-575 м – притока нет

продолжение таблица 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Г-18 Александровская	разведочная	25.02.1974 – 4.12.76.г	4500 м / C ₁	4000 м / C2	Кондуктор 426 мм 101 м цементируется до устья Тех. колонна 219 мм 2885 м-зацементирована 1200 м. от устья Хвостовик 168 мм- 2768-3453 м Цементомер не проводился	По данным ГИС в разрезе скважины нефенасыщенных пластов не выявлено
6	Г-1 Петропавловская	разведочная.	09.04.1950 – 08.07.1950	800 м/P _{1a}	1002 м/P _{1a}	Кондуктор 10" - 90 м цемент до устья Экс. колонна 6" - 520 м зацементирована 220 м. от устья.	Последовательно испытаны интервалы: 489-484, 466-457, 546-455, 439-430, 366-362, 330-326 метров. При простреле 2-х нижних интервалов наблюдались незначительные газопроявления. Испытание остальных интервалов показало отсутствие притока жидкости. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
7	Г2 Петропавловская	разведочная	05.10.1950 – 8.01.1951.	900 м/P ₁	961м/P ₁	Кондуктор не спущен Экс. колонна не спущена.	В процессе бурения нефтяных признаков не отмечено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
8	Г3 Петропавловская	разведочная	28.06.1952 – 15.07.1955 г	3000 м / C ₃	2594 м / C ₁	Кондуктор 16" 141,7 м цементируется до устья Тех. колонна 10" 1928 м-зацементирована 1100 м. от устья	С глубины 2231 м при бурении отмечены нефтепроявления. Керн с признаками нефти. По результатам данных ГИС произведено испытание 8 интервалов. Испытания оказались не успешными из-за ненадлежащего состояния ствола
9	Г-5 Петропавловская	разведочная.	30.08.1950 – 29.11.1950	900 м/P _{1a}	950 м/P _{1a}	Кондуктор не спущен Экс. колонна 6" - 860,1 м зацементирована 450 м. от устья.	Последовательное испытание горизонтов дало незначительные притоки пресной воды. Газонефтепроявлений во время испытания в скважине не наблюдалось. Скважина ликвидирована по геологическим причинам 10.04.1951г.

продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Г-6 Петропавловск ая	разведочная.	9.05.1951 – 10.11.1951	1400 м/Р _{1а}	1400 м/Р _{1а}	Кондуктор 12" 161 м-цементируется до устья Экс.колонна 6"- 934,3 м 5"- 375,8 м	В керн и шламе нефтепроявлений не отмечено Скважина ликвидирована п геологическим причинам
11	Г-7 Петропавловск ая	разведочная.	2.03.1951 г – 14.04.1951 г	800 м / Р _{1а}	950 м / Р _{1а}		В керн и шламе нефтепроявлений не отмечено Скважина ликвидирована п геологическим причинам
12	Г- 8 Петропавловск ая	разведочная.	19.04.1951 – 12.09.1951	800 м/Р _{1s}	1425 м/Р _{1s}	Кондуктор 10" – 70 м цемент до устья Экс.колонна 6"- 1406 м Зацементирована 600 м. от устья.	При испытании интервалов получены притоки газа от 100-150м ³ в сутки до 2000 м ³ /сутки. Скважина ликвидирована по геологическим причинам
13	Г- 9 Петропавловск ая	разведочная.	13.10.1951 – 11.05.1952	1400 м/Р _{1s}	1400 м/Р _{1s}	Кондуктор 10" –120 м цемент до устья Экс.колонна 6"- 1364 м Зацементирована 900 м. от устья.	При испытании наблюдалось слабое газирование, пресная вода. Скважина ликвидирован по геологическим причинам в связи отсутствием притока нефти 10.08.1952г.
14	Г- 10 Петропавловск ая	разведочная.	17.12.1951 – 18.07.1952	1400 м/Р _{1s}	1400 м/Р _{1s}	Кондуктор 10" –120 м цемент до устья Экс.колонна 6"- 1363 м Зацементирована 982 м. от устья.	При опробовании пленка нефти/поднятая нефтяная эмульсия темно-коричневого цвета с запахом легких погонов нефти, наблюдалось слабое газирование. В скважине отмечено слабое газирование и пленки нефти. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
15	Г- 11 Петропавловск ая	разведочная.	21.08.1952 г – 20.02.1953 г	1400/Р ₁	1400/Р ₁	Кондуктор 10" –69 м	Признаки УВ в керне, при бурении слабое газирование. Испытание в открытом стволе, притока нет. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Г-12 Петропавловск ая	разведочная.	27.09.1952 г – 2.06.1953	1400/P ₁	1400/ P ₁	Кондуктор 10" –96 м Экс.колонна 6"- 792,16 м 5"- 517,8 м	Газопроявления при бурении с глубины 1350 м. При испытании получен приток незначительный газа
17	Г-13 Петропавловск ая	разведочная.	27.07.1954 – 22.09.1956	3000 м/C ₃	2888 м/C ₃	Кондуктор 16" –81 м цемент до устья Тех.колонна 10" - 2020 м зацементирована 650 м. от устья Экс.колонна не спускалась	Скважина ликвидирована по техническим причинам в связи с безуспешностью ловильных работ по извлечению оставленного инструмента в скважине.
18	Г-18 Петропавловск ая	разведочная.	27.03.1957 – 24.02.1958	3000 м/C ₃	2888 м/C ₃	Кондуктор 12" –649,3 м цемент до устья Тех.колонна 8" - 2505 м зацементирована 960 м. от устья Экс.колонна – 5" - 2986,7 м зацементирована 2610 м. от устья	Признаки нефти и газа в керне и шламе. В результате испытания получены приток газа до 50000 м ³ /сут. Скважина ликвидирована.
19	Г- 19 Петропавловск ая	разведочная.	21.03.1958 – 30.04.1958	1210 м/ P _{1s}	948 м/ P _{1a}	Тех.колонна 8" 860,7 м-зацементирована 580 м. от устья Экс.колонна – 5" 948 м-зацементирована 759 м. от устья	При опробовании скважины открытым стволом получен дебит газа 1500 м ³ / сут. Скважина ликвидирована по геологическим причинам как выполнившая свое назначение.
20	Г-20 Петропавловск ая	разведочная.	19.01.1959 – 12.04.1959 г			Кондуктор 12" – 277 м Экс.колонна – 5" 1594 м-зацементирована 75 м. от устья	Газопроявления во время бурения, признаки нефти и газа по керну и газу. При тестировании получены притоки газа до 455 м ³ /сут,
21	Г- 21 Петропавловск ая	разведочная.	23.05.1959 – 24.10.1959	3000 м/ P _{1s}	2041 м/ P _{1a}	Кондуктор 12" –551,7 м цемент до устья Экс.колонна – 5" 1136,5 м- зацементирована 675 м. от устья	Первые газопроявления наблюдались с глубины 924м. и продолжались до 1730м. В скважине опробовано 4 объекта и получены притоки газа до 161 м ³ /с. Скважина ликвидации по геологическим причинам, как выполнившая свое назначение.

Таблица 3.1.4

Сведения по выполнению предшествующих разведочных работ на углеводороды

№№ п/п	Наименование площади	Проект предшествующего этапа или стадии разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на площади
				Количество проектных скважин	Фактические глубина (м), горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7	8
Нет информации							

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазНефтеГазПроект», который приступил к работам согласно Контракта №5090 УВС -МЭ от 25.08.2022 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Каргалы. Срок действия контракта до 25 августа 2028 года.

3.2. Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований

На основании полученной геолого-геофизической информации, материалов глубокого бурения, данных промыслово-геофизических исследований, была проведена объективная оценка и степень геолого-геофизической изученности Контрактной территории в целом, что позволило сформулировать основные выводы и заключение, которые сводятся к следующему:

1. В пределах Контрактной территории пробурено порядка 22 поисково-разведочных скважин глубиной от 950 м до 3000 м. Почти во всех скважинах получены признаки углеводородов в процессе бурения. Пять скважин пробурены в пределах структурной складки Александровская, остальные пробурены в пределах структурной складки Петропавловская. Буровыми работами выявлено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия.

2. Детальный анализ данных дел скважин показал, что при бурении большинства скважин происходили многочисленные аварии в виде обрыва бурильных инструментов, прихватов и т.д.

Бурение скважин проводилось в 1948-1950-х годах с применением глинистых растворов, которые являются устаревшими и малоэффективными по составу на сегодняшний день. Бурение велось в течение

продолжительного времени (1,5-2 года), с многочисленными авариями, но, тем не менее, во всех скважинах были получены притоки нефти, в некоторых скважинах были непроизвольные выбросы углеводородов на поверхность. Для предотвращения непроизвольных выбросов УВ и аварий, во время бурения применялся утяжеленный буровой раствор 1,35 г/м³-1,82 г/м³, что привело задавливанию пористых коллекторов и высокому скин-фактору в скважинах.

3. Разведочные работы на нефть и газ в пределах Актюбинского Приуралья были прекращены в 1962 году. Основная причина окончания работ заключалась в бытующем мнении об отсутствии в разрезе верхнего палеозоя горизонтов с достаточными коллекторскими свойствами. Используя данные бурения скважин, был проведен детальный анализ коллекторских свойств пород, который дает возможность опровергнуть бытующее мнение. Материалы опробования и испытания скважин анализировались наиболее подробно, так как применявшаяся методика вскрытия пластов, вызова притока и исследования были типичными для всей описываемой территории. Изучение материалов испытания позволило выявить причину полученных результатов работ на нефть и газ в недостатках завершающего этапа исследований – вскрытия и опробования горизонтов. Эти недостатки были общими для всех горизонтов и заключались в следующем: применяемые методы вскрытия и опробования горизонтов оправдывали себя для порового типа коллектора и не соответствовали преимущественно развитым в разрезе смешанным типам; особенности пород вскрытого разреза – это способность их к самопроизвольному гидроразрыву, в процессе которого нефтегазоносные горизонты существенно загрязнялись; применяемые глинистые растворы после смешивания с нефтью образовывали очень вязкие и стойкие эмульсии, закупоривавшие поровые каналы пластов.

Перечисленные факторы резко ухудшали гидродинамические связи пластов со стволами скважин, что сказалось на результатах опробования и испытания.

4. Также по территории исследований отсутствуют современные кондиционные структурные карты по основным палеозойским отражающим горизонтам.

5. Дальнейшее перспективное направление поисково-разведочных работ на контрактной территории связано с детальным изучением строения разбуренных в сводах антиклинальных складок, а также отдельных поднятий субширотного простирания в пределах контрактной территории, которые могут являться ловушками углеводородов.

6. На основании вышеизложенного Актюбинское Приуралье обладает высокими перспективами обнаружения крупных и средних по запасам многопластовых месторождений нефти и газа на имеющихся здесь антиклинальных поднятиях, что подтверждается многочисленными нефтегазопроявлениями из пробуренных скважин.

7. Для более эффективной постановки поисково-разведочных работ необходимо на контрактной территории провести сейсморазведочные работы для более детального изучения и уточнения геологического строения.

3.3. Геофизические и геохимические исследования

Каротаж под кондуктор, промежуточные и окончательный комплекс промыслово- геофизических исследований проведены во всех разведочных скважинах участка. Доступная информация о комплексе ГИС и интервалах исследований представлена в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1.

Комплекс ГИС и интервалы исследований			
№№ скв.	Виды исследований	Интервал, м	Масштаб
№ 16- Александровская	В деле скважины отмечено, что проводился каротаж, но виды исследований не указаны.		
№1, 2, 3, 5 Петропавловская	В деле скважины отмечено, что проводился каротаж, но виды исследований не указаны.		
№ 14- Александровская	Стандартный каротаж БКЗ Радиокаротаж тремя зондами Кавернометрия Инклинометрия	35-2970 35-2970 0-3000 35-1500 0-1600	1:500
№8 Петропавловская	Стандартный каротаж БКЗ Кавернометрия Резистивиметрия Инклинометрия	50-1320 50-1320 50-1000 50-1320 75-1300	1:500
№9 Петропавловская	БКЗ.		1:500
№10 Петропавловская	БКЗ	920-1860	1:500
№13 Петропавловская	стандартный каротаж резистивиметрия резистивиметрия, кавернометрия, инклинометрия и РК тремя зондами	0-1750 0-1760 0-2140 2140-2660	1:500
№18 Петропавловская	зонды В5А30М, М5А30В БКЗ кавернометрия, инклинометрия и радиокаротаж двумя установками полный комплекс БКЗ-пять зондов каверномер, инклинометр	0-7200 0-1200 1700-2200 0-2500	1:500
№19 Петропавловская	стандартный каротаж дополнительный каротаж резистивиметрия кавернометрия нейтронный каротаж	7-940 10-938 5-940 5-940 70-945	1:500
№21 Петропавловская	стандартный каротаж БКЗ	5-2035м. 560-2035м	1:500

	радиоактивный каротаж	0-2030	
	микрозондирование	5-2037м	
	вызванный потенциал	5-2030м	
	кавернометрия	5-2000м	
	температура	0-2035м	
	газовый каротаж-	740-2040.	

3.4.Лабораторные исследования

Данных по лабораторным исследованиям по участку Каргалы нет. Имеются разрозненные данные по отбору керна и данные по нефтепроявлениям в керне. Недропользователь в процессе геолого-разведочных работ проведет необходимые лабораторные исследования.

В скважине **Александровская №14** отобрано 177 м. вынос керна. Отбор шлама производился в интервале 33-2961 м, всего отобрано 836 образцов породы. Данных анализа керна и шлама нет.

При бурении скважины **Александровская №15** нефтегазопроявлений не отмечено, в поднятых кернах и в образцах пород, отобранных боковыми грунтоносами, никаких признаков нефти и газа не отмечено.

В скважине **Александровская №16** отобран керн. В интервале керна 1095-1100 м отмечены прослой песчаника и известняка с запахом нефти, а в керне с интервала 1220-1225 м, встречен прослой алевролита с запахом нефти.

Скважина **Александровская №17** вскрыла артинско-сакмарские и верхнекаменноугольные отложения, представленные чередованием уплотненных глинистых отложений и песчаников. Проведенные опробовательные работы в скважине №17 положительных результатов не дали.

В поднятом керне с глубины 445-450 м в песчанике и алевролите отмечен запах бензина. В процессе бурения нефтепроявлений не наблюдалось.

По данным ГИС в разрезе скважины **Александровская №18** в интервале 2307-2403 м выделен ряд пластов, характеризующихся как продуктивный коллектор. Данный интервал коррелируется с пачкой пластов в интервале 1180-1225 м скважины №16, где получен приток газа. Интервал не испытан.

В пределах **Петропавловского поднятия** в 1050-х гг. пробурено около 16 скважин.

В шести скважинах (№ 1, №2, №6, №7, №10, № 11) притоки УВ не получены из-за неоптимального расположения скважин.

Пять скважин (№3, №5, №9, №13, №21) аварийные. Испытания не проводились, либо проводились недолжным образом.

В пяти скважинах (№8, №12, №18, №19, №20) получены притоки газа при том, что в процессе бурения из-за постоянных газопроявлений буровой раствор утяжелялся баритом, уд. вес бур. раствора доходил до 1,60 г/см³.

Петропавловская 8 Признаки нефти отмечены в отобранных коронках в интервалах с глубины 355 м до 1300 м, а также в образцах пород, поднятых боковым грунтоносом с глубины от 450 м до 707 м. Породы представлены песчаниками и песками с запахом нефти и газа.

Скважина Петропавловская №18. Признаки УВ в керне и шламе. Частые аварии при проведении испытания.

В скважине проводилось опробование 25 горизонтов, которые объединены в 7 объектов. В результате опробования получен приток газа. Первоначальный дебит составил 50000 м³/сут.

Скважина Петропавловская №20 Признаки УВ в керне и шламе. При испытании получен приток газа дебитом до 500 м³/с.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Геологические данные глубокого разведочного бурения по отдельным площадям Актюбинского Приуралья, а также региональные геологоразведочные работы позволили составить сводный стратиграфический разрез.

В строении осадочного комплекса пород принимают участие додевонские, девонские, каменноугольные, нижнепермские и верхнепермские отложения.

Мезозойские отложения имеют незначительные мощности, слабо дислоцированы и по существу являются чехлом, затрудняющим изучение стратиграфии и тектоники верхнепалеозойских отложений, с которыми связана нефтегазонсоность.

Древние комплексы палеозоя до турнейского яруса нижнего карбона включительно в пределах контрактной территории скважинами не вскрыты, но широко вскрыты бурением на некоторых соседних территориях.

Отложения от ордовика до среднего девона включительно вскрыты за пределами актюбинской части прогиба к северу. Представлены они преимущественно глинистыми и кремнистыми осадками, характеризующимися выдержанностью и постоянством состава. Мощность их недалеко от границы актюбинской части прогиба достигает 1300-1500 м.

Переход от платформенных к геосинклинальным отложениям на данной территории происходит резко и на коротких расстояниях. В ниже- и средне- девонское время в этой переходной зоне образовалась полоса массивных известняков рифового типа мощностью 400-600 м.

Комплекс отложений верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона сложен песчано-глинистыми осадками. Отложения нижнего отдела каменноугольной системы представлены известняками.

Каменноугольная система - С

Верхний отдел С₃

Наиболее древними отложениями, вскрытыми глубокими разведочными скважинами, являются верхнекаменноугольные, которые расчленяются на два яруса: нижний – жигулевский и верхний – оренбургский.

Жигулевский ярус вскрыт лишь в скважинах, пробуренных на самой восточной Александровской складке. Представлен он мощным комплексом сероцветных, преимущественно терригенных пород, состоящих из аргиллитов, песчаников и алевролитов с редкими прослоями известняков.

Аргиллиты серые и темно-серые наиболее широко распространены. Аргиллиты часто переходят в алевролиты, которые чередуются аргиллитами и песчаниками. Песчаники также серые, в различной степени известковистые, мелко- и среднезернистые, реже – крупно- и

грубозернистые. Обломочный материал песчаников представлен главным образом зернами кварца, в меньшей степени полевыми шпатами. Цементом служит карбонат кальция с примесью пелитового материала. К средней части разреза жигулевского яруса приурочены незначительные прослои темно-серых тонкозернистых известняков. Жигулевский ярус в разрезе выделяется по специфическому спорово-пыльцевому комплексу и своеобразной минералогической характеристике.

Толщина жигулевского яруса, вскрытого в скважине 14 Александровской складки, определяется в 850-900 м.

Оренбургский ярус в пределах Актюбинского Приуралья более широко распространен. Выход оренбургского яруса на дневную поверхность прослеживается в своде Александровской, Белогорской и Синтасской складок. Кроме того, отложения оренбургского яруса вскрыты рядом глубоких разведочных скважин, пробуренных на Александровской, Петропавловской и Жилинской складках. Представлены они везде мощной серией темных, серо цветных пород, состоящих из аргиллитов, песчаников и алевролитов. Наибольшее распространение имеют аргиллиты, перемежающиеся с мелкозернистыми песчаниками. По составу песчаники полимиктовые, имеющие карбонатный цемент. Обломочный материал представлен зернами кварца и полевыми шпатами, присутствуют обугленные растительные остатки и пирит.

Наряду с терригенными породами в разрезе оренбургского яруса встречаются и прослои известняков в двух разновидностях: известняки, состоящие из галек перекристаллизованных известняков, сцементированных пелитоформным карбонатом, и известняки органогенно-обломочные, сцементированные также пелитоморфным карбонатом, состоящим из обломков фауны.

Толщина оренбургского яруса, по данным бурения, на Александровской складке равна 700 м.

Пермская система Р

Нижний отдел Р₁

Нижний отдел пермской системы в пределах Актюбинского Приуралья представлен всеми тремя ярусами: сакмарским, артинским и кунгурским.

Граница между верзнекаменноугольными и сакмарскими отложениями проводится по смене литологического состава отложений и их каротажной характеристике.

Сакмарский ярус нижней перми Р_{1s}. Выходы сакмарских отложений на поверхность в Актюбинской Приуралье наблюдаются на крыльях Синтасской, Александровской, Петропавловской и Жилинской антиклинальных складок.

Саксарские отложения представлены мощным терригенным комплексом пород, накопившимся в прибрежной зоне. Характерными особенностями их являются грубый состав отложений в ряде участков и довольно резкие изменения по площади.

Сакмарские отложения сложены аргиллитами и песчаниками, среди которых встречаются прослои серых плитчатых известняков. Верхняя часть яруса сложена более грубообломочными отложениями, включающими разномзернистые песчаники, конгломераты и в небольшом количестве аргиллиты.

Сакмарские отложения Петропавловской и Александровской складок слагаются сероцветным комплексом песчаников и аргиллитов, который широко распространен и в более восточных районах Актюбинского Приуралья. Кроме того, здесь встречаются линзы и прослои гравелитов и мелкогалечных конгломератов, а иногда прослои мергеля. Наиболее полно разрез сакмарских отложений вскрывается скважиной Г-3 Петропавловской складки. Толщина сакмарских отложений в скважине Г-3 Петропавловской складки, выделенного по спорово-пыльцевым комплексам, составляет 1350 м.

По мере продвижения на запад отложения сакмарского яруса становятся более отсортированными, а количество в них конгломератов и крупнозернистых песчаников сильно уменьшается.

Артинский ярус нижней перми P_{1a} . Отложения артинского яруса в Актюбинском Приуралье так же широко распространены, как и сакмарские. Выходы их на поверхность наблюдаются на западных крыльевых участках Александровской, Белогорской, Синтасской складок. Кроме того, артинские отложения слагают сводовые и крыльевые участки Петропавловской, Борлинской и Жилинской складок, где они пройдены рядом глубоких разведочных скважин.

Артинские отложения на площади Актюбинского Приуралья обладают непостоянством литологического состава, и подразделяются на два подъяруса: нижний – актастинский и верхний – байгенджинский.

Актастинский подъярус сложен флишеподобной песчано-глинистой толщей, состоящей из песчаников, аргиллитов, глин и алевролитов с подчиненными им прослоями мелкогалечных конгломератов и гравелитов. Литологический состав байгенджинского подъяруса резко изменяется с востока на запад. В восточных районах количество глинистого и песчаного материала в осадках примерно одинаково, в западных количество глинистого материала увеличивается.

В разрезах глубоких скважин Петропавловской и Жилинской складок актастинский подъярус представлен комплексом терригенных пород, включающим глины, аргиллиты, алевролиты и песчаники. Толщина актастинского подъяруса на Петропавловской складке 900-1050 м.

Байгенджинский подъярус вскрыт на Петропавловской и Жилинской складках и представлен более грубообломочными породами. Преобладающими в этих отложениях являются грубозернистые и разномзернистые песчаники, содержащие линзовидные прослои гравелитов, а иногда прослои мелкогалечниковых конгломератов. Аргиллиты и глины преимущественно средне- и крупногалечные, полимиктовые, состоящие из

галеk темноцветных уральских пород, известняков и кварца. Толщина байгенджинского подъяруса 400 м.

Комплекс артинских отложений, вскрытый в пределах Актюбинского Приуралья, принадлежит к одному и тому же типу терригенных отложений, что и сакмарский, поэтому провести границу между артинскими и сакмарскими отложениями лишь по литологическим особенностям затруднительно, так как по существу они относятся к единому осадочному циклу. При расчленении этих отложений положены в основу спорово-пыльцевые данные, привязанные к каротажным диаграммам.

Толщина артинских отложений составляет 1360 м.

Кунгурский ярус нижней перми P_{1kg} . Отложения кунгурского яруса на Александровской и Петропавловской складках слагают крыльевые участки и синклинальные прогибы между складками. На западном крыле Александровской складки по литологическим признакам выделены три пачки: нижняя – терригенная, средняя – гипсово-карбонатно-терригенная, нижняя – карбонатно-терригенная.

При движении на запад гипсы замещают терригенные части разреза, и наряду с увеличением их мощности появляется соль. В пределах Джусинской, периклинальной части Жилинской, Западно-Актюбинской и Актюбинско-Бестамакской складок почти весь кунгурский ярус слагается уже мощной толщей соли с пропластками гипсов и ангидритов – сульфатно-галогенная толща.

Нижняя терригенная пачка представлена снизу песчаником полимиктовым. Выше песчаники обогащаются известью и переходят в плитчатые известняки. Толщина нижней пачки 240-250 м.

К средней гипсово-карбонатно-терригенной пачке относят ту часть разреза, в которой присутствуют линзы гипса и пропластки известняков. Глины в этой пачке серые, песчаники залегают послойно и обладают горизонтальной слоистостью. Толщина средней пачки в районе Александровской складки 260-280 м.

Верхняя карбонатно-терригенная пачка сложена глинами и песчаниками. Карбонатные породы представлены прослоями известняков и мергелей. Толщина верхней пачки 360-370 м.

Толщина всего кунгурского яруса 800-820 м.

На Петропавловской складке в отложениях кунгура выделяется три пачки: нижняя – терригенная, средняя – терригенно-сульфатно-карбонатная, нижняя – терригенная.

Нижняя пачка сложена в основном песчаниками с прослоями глин желтого цвета. Толщина 200-220 м.

Средняя пачка представлена довольно мощными линзами гипса, прослоями известняков и терригенных пород. Толщина пачки 330-350 м.

Верхняя пачка сложена песчаниками, в которых встречаются известняки. Толщина пачки 105 м.

В наиболее западных частях Актюбинского Приуралья отложения кунгурского яруса глубокими разведочными скважинами вскрыты на Западно-Актюбинской и Актюбинско-Бестамакской складках. Здесь они перекрыты верхнепермскими красноцветами или увеличенными по мощности мезозойскими отложениями.

Верхний отдел P_2

Верхнепермские отложения в пределах Актюбинского Приуралья довольно широко распространены и имеют значительные мощности.

В пределах Актюбинского Приуралья на основе изучения макро- и микрофауны, спорово-пыльцевых комплексов и минералогического состава пород в верхнепермских отложениях выделяются уфимская свита, казанский и татарский яруса.

Уфимская свита распространена лишь в наиболее западных участках Актюбинского Приуралья, так как по направлению к востоку она выклинивается. Сложена уфимская свита песчаниками, алевролитами и аргиллитами, окрашенными в коричневый и кирпично-красный цвет.

Казанский ярус. P_{2kz} . В пределах Актюбинского Приуралья казанский ярус широко распространен. Наиболее полный разрез вскрыт в западной части в пределах Актюбинской и Актюбинско-Бестамакской складок. Отложения казанского яруса сложены буровато-красными и бурыми песчаниками, аргиллитами и алевролитами с неравномерно распределенными по разрезу прослоями известняка и доломита.

Толщина казанский отложений на востоке и в сводовой частях структур на западе порядка 12 м, на западе достигает 800 м.

Татарский ярус. $P_{2т}$. В пределах Актюбинского Приуралья татарский ярус широко распространен. Отложения татарского яруса слагают крыльевые участки Александровской, Борлинской, Петропавловской, Жилинской, Подгорненской и Борлинской складок.

Отложения представлены красноцветной толщей пород, состоящей из песчаников, аргиллитов, известняков и алевролитов.

Разрез вскрытый скважинами в пределах контрактного участка представлен на рис 4.1.1. (граф.прил. 3).

Мезозойские отложения.

Мезозойские отложения в Актюбинском Приуралье имеют большое площадное распространение. Залегают они почти горизонтально на сильно дислоцированных отложениях верхнего палеозоя и представлены осадками триасовой, юрской и меловой систем. По характеру литологического состава мезозойские отложения отображают условия неустойчивого режима (быстрая смена лагунно-озерных образований условиями мелкого моря). Мощность всех отложений мезозоя порядка 350 м, и они не представляют практического интереса в смысле поисков нефтегазоносных горизонтов. Ниже приводится краткое их описание по данным полевых исследований и данным пробуренных скважин.

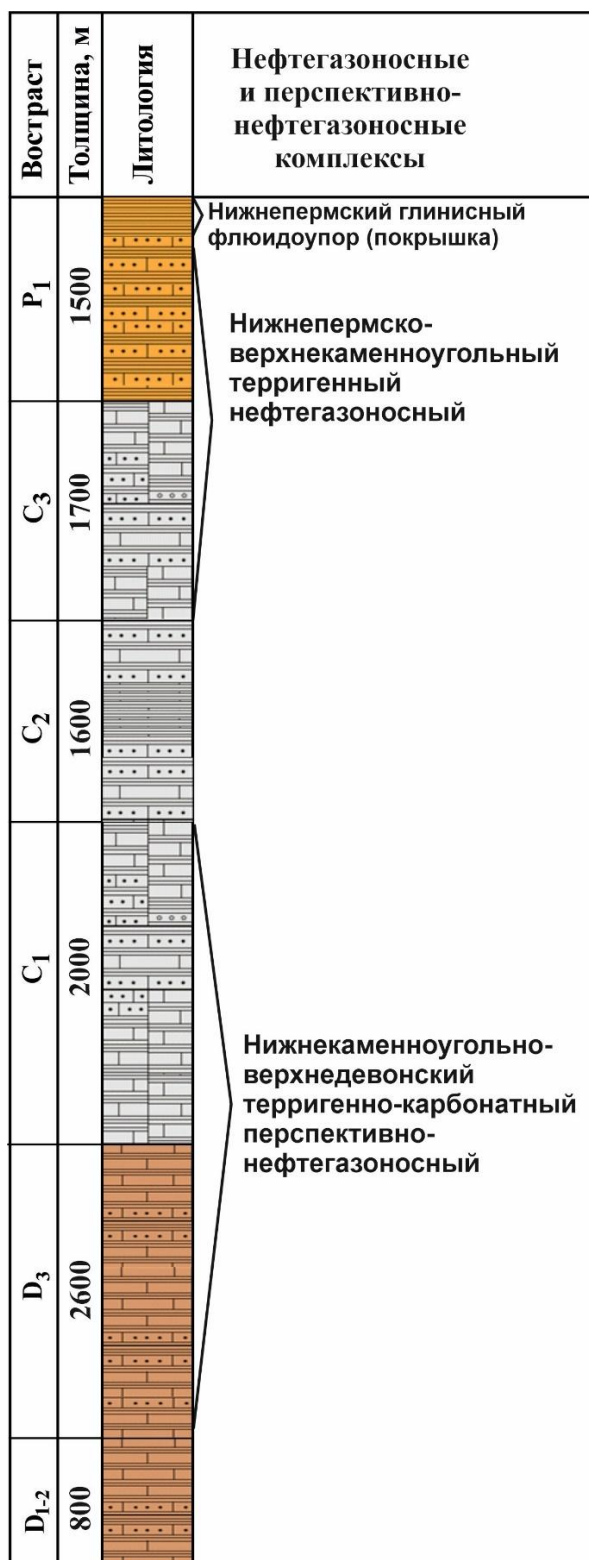


Рис. 4.1.1. – Схематический типовой разрез Актюбинского Приуралья

Триасовая система Т

Триасовые отложения согласно залегают на верхнепермских отложениях и относятся вместе с ними к палеозойскому сильно дислоцированному комплексу пород. Представлены они красно-бурыми, кирпично-красными, плотными, слабопесчаными глинами, аргиллитами и

песчаниками. Верхняя часть разреза меловых отложений представлена ярко-красными, малино-красными, пестроцветными, слабопесчанистыми глинами с прослоями песка, алевролитами и песчаниками. Толщина триасовых отложений достигает 80 м.

Юрская система J

Из юрских отложений в Актюбинском Приуралье более значительно распространены осадки нижнеюрского и среднеюрского возраста. Представлены они в нижней части разреза песчаниками и песчано-галечниковыми образованиями. Песчаники светло-коричневые, мелко- и среднезернистые, слабо сцементированные. Песчано-галечниковые отложения состоят из палево-желтых, местами белых кварцевых разномзернистых песков, содержащих линзы галечников и конгломератов. Над этими породами залегают глины коричневатые, желтые и серовато-бурые, песчанистые, с тонкими прослоями песков, песчаников, сажистых глин и бурых углей и многочисленными включениями обуглившихся растительных остатков. Толщина юрских отложений в восточной части 20-25 м, к западу увеличивается до 100 м.

Меловая система K

Меловые отложения Актюбинского Приуралья представлены двумя отделами: верхним и нижним. Сложены данные отложения преимущественно песками, песчаниками, глинами.

Таблица 4.1.1.

Стратиграфические разбивки по скважинам №№ 14, 16 Александровская, №2 Петропавловская

Группа	Стратиграфические подразделения			Скважины	№14 Александровская	№16 Александровская	№2 Петропавловская
Палеозойская	Система	Отдел	Ярус, подъярус	Забой скважины, м	3000	1350	961
				Альтитуда ротора, м	+245	+241	+256
	Пермская система P	Нижний отдел P1	Кунгурский ярус P _{1kg}	Кровля, м			
				Абс. отм, м			
				Толщина, м			
			Артинский ярус P _{1a}	Кровля, м			2
				Абс. отм, м			+256
				Толщина, м			961
			Сакмарский ярус P _{1s}	Кровля, м	0		
				Абс. отм, м	+245		
				Толщина, м	250		
	Каменноугольная система - C	Верхний отдел C3	Жигулевский ярус	Кровля, м	250	0	
				Абс. отм, м	+5	+241	
				Толщина, м	1310	1350	
			Оренбургский ярус	Кровля, м	1560		
				Абс. отм, м	-1315		
				Толщина, м	1440		

4.2. Тектоника

Исследуемая территория тектонически приурочена к Предуральскому краевому прогибу, который расположен на северо-востоке Прикаспийской впадины, в районе сочленения ее с Уральской складчатой системой.

Разрез осадочного чехла Актюбинского Приуралья представлен крутыми, высокими, относительно узкими антиклиналиями субмеридионального простирания. Между ними располагаются плоские синклинали. Синклинали пересекаются многочисленными седловинами и структурными носами, примыкающим к крыльям антиклиналей и ориентированными в субширотном направлении. Складки развивались в течении весьма продолжительного времени скачкообразно с многократным чередованием этапов их роста, что соответствующим образом отразилось на изменениях мощностей и литолого-фациального состава осадков.

По данным сейсмических профилей, расположенных вкрест простирания Актюбинского Приуралья, с охватом далеко на западе соляных куполов, а также по данных глубокого разведочного бурения, проведенного в Александровкой, Петропавловской, Жилинской, Западно-Актюбинской и Актюбинско-Бестамакской складках, тектоническое строение Актюбинского Приуралья рисуется в следующем виде: на востоке Актюбинского Приуралья развиты интенсивно смятые складки меридионального направления с наличием надвигов, приуроченных к западным крыльям, причем надвинутыми являются восточные крылья. При движении на запад амплитуда складок и надвигов уменьшается, и своды складок на поверхности уже слагаются более молодыми палеозойскими отложениями кунгурского яруса и верхней перми.

Как видно на профиле (рис. 4.2.1.), для восточной части исследуемой территории характерны крутые ассиметричные складки; западные крылья обычно разорваны надвигами, по которым восточные крылья складок всегда надвинуты на западные. Александровская складка, расположенная на крайнем востоке, сложена в сводовой части верхнекаменноугольными отложениями. Своды следующих от нее на запад Петропавловской и Жилинской антиклинальных складок сложены более молодыми отложениями нижней перми, соответственно сакмарским и артинским ярусами. Наконец, крайние западные складки, Западно-Актюбинская и Актюбинско-Бестамакская, уже сложены в сводах кунгурским ярусом нижней перми. С востока на запад складки Актюбинского Приуралья постепенно погружаются, при этом амплитуда их уменьшается.

Основываясь на геофизических данных, а также на геологических материалах глубокого бурения, можно предложить для Актюбинского Приуралья тектоническую схему, показанную на рисунке (рис. 4.2.2.). По этой схеме Актюбинское Приуралье расположено на южном погружении Зилаирского синклинория. Это положение хорошо иллюстрируется тем, что линии тектонических зон Актюбинского Приуралья, на которых

расположены отдельные антиклинальные складки, являются непосредственным продолжением на юг антиклиналей, приуроченных к южной части Зилаирского синклиория и сложенных на поверхности каменноугольными отложениями.



Рис. 4.2.1. – Геологический профиль через складки Актюбинского Приуралья.

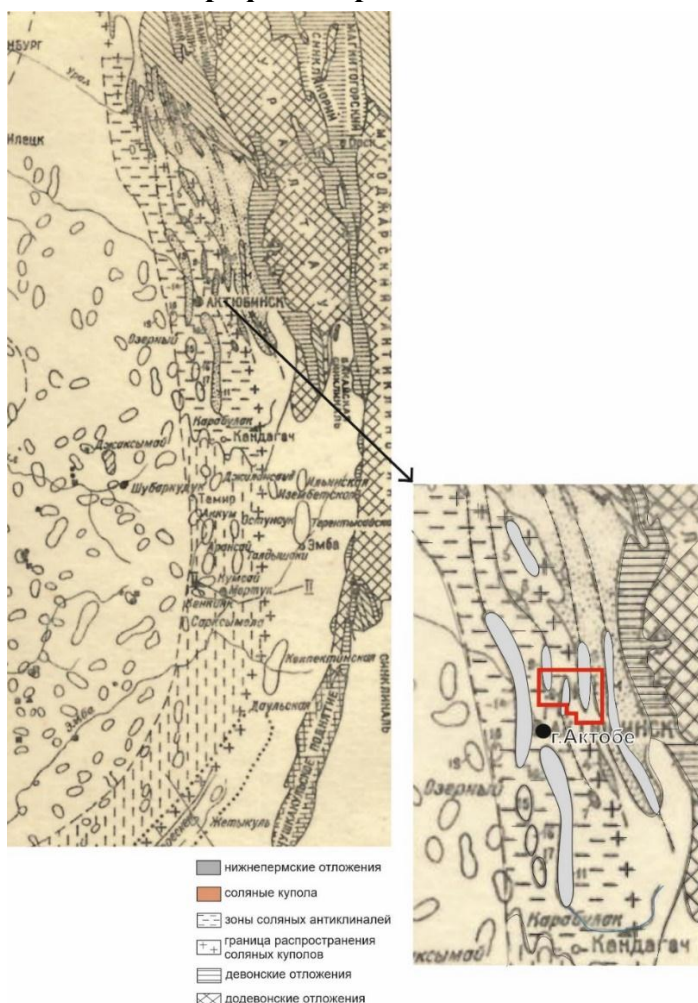


Рис.4.2.2. – Тектоническая схема восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. Тектоническая схема района работ (увеличена).

На северо-востоке и востоке от Актюбинского Приуралья расположена область западного склона Горного Урала, сложенного сильно дислоцированными и метаморфизованными отложениями кембрия, силура, девона и интрузиями кристаллических пород.

Дислокации Горного Урала имеют вытянутые в меридиональном направлении формы с характерными крупными надвигами восточных крыльев на западные. На запад от этой области в Актюбинском Приуралье

расположена зона более пологих, но весьма интенсивно смятых складок, в сводах которых на дневную поверхность выходят отложения верхнего карбона и нижней перми. В этой зоне хорошо выделены две тектонические линии с расположенными на них антиклинальными складками, разделенными более широкими синклинальными прогибами.

На первой тектонической линии, расположенной в 12-15 км к западу от основного надвига Горного Урала, расположены Александровская и Белогорская антиклинали, а на второй прослеживаются Андреевская, Петропавловская и Борлинская складки. Еще западнее отмечается дальнейшее погружение палеозойских отложений и выполаживание складок. В этой зоне, в сводовых частях складок, обычно на поверхность выходят уже кунгурские отложения и красноцветные толщи верхней перми. Здесь выделяются еще три тектонические линии, имеющие простирание близкое к меридиональному, с характерными для них более широкими антиклиналями и синклиналями. На третьей тектонической линии расположены Жилинская, Подгорненская, Табантальская складки, на четвертой – Актюбинская, Бестамакская, Алгинская и Блакская складки. На пятой тектонической линии прослеживаются Западно-Актюбинская, Драгомировская и Каратусайская складки.

Складчатые формы палеозойских отложений Актюбинского Приуралья имеют все характерные черты складок Горного Урала, но только в ослабленной степени и, видимо, также обязаны своим возникновением тангенциальным напряжениям Горного Урала.

Складки Актюбинского Приуралья имеют протяжение примерно до широты железнодорожной станции Кандагаш и здесь затухают, переходя в отдельные соляные купола.

При движении с востока на запад в составе пермских отложений Актюбинского Приуралья наблюдается увеличение мощность кунгурских отложений за счет галогеновых толщ. Указанное обстоятельство привело к осложнению тектонического строения из-за образования в гидрохимических толщах вторичного свода, за счет притока дополнительных масс соли из широких синклиналей. Пестроцветные толщи верхнепермских отложений, залегающих в синклинориях на отложениях соли, привели последние в пластичное состояние и переместили их в свод западных крыльев складок, которые постепенно погружались за счет сноса терригенных материалов. Описанное выше является закономерным для всех антиклинальных складок Актюбинского Приуралья, своды которых на поверхности сложены верхнепермскими или кунгурскими отложениями. Таким образом, кунгурские отложения западных крыльев обычно имеют большую толщину, чем восточные, и отдельные их горизонты примыкают к разным горизонтам артинских отложений.

Наличие надвигов и сосредоточение солевых ядер в западных крыльях складок в значительной степени осложняют разведку глубоким бурением структур Актюбинского Приуралья: разведочные скважины, заложенные в

сводовых участках складок, обычно на незначительных глубинах пересекают плоскость надвига и вскрывают отложения западных крыльев, сложенных более молодыми верхнепермскими породами.

При анализе вопросов образования и формирования палеозойских складчатых форм Актюбинского Приуралья необходимо учитывать, что основные несогласия имеются между верхнепермскими и мезозойскими отложениями, а также между породами нижнего и верхнего триаса. Нижнетриасовые отложения ложатся без заметного углового несогласия на верхнепермские красноцветы. Верхнетриасовые отложения уже залегают с резким эрозионным и угловым несогласием на подстилающие отложения. Указанное обстоятельство дает возможность сделать заключение, что возникновение верхнепалеозойских складчатых форм произошло в нижнем триасе.

Мощные горообразовательные движения в нижнетриасовое время, несомненно, создали на Урале новые поднятия, которые и вызвали усиление эрозионных процессов и увеличение выноса грубообломочных материалов. Материал этот выносился отдельными языками (конусы выноса), которые заходили далеко на запад и юг, в область ныне существующего Актюбинского Приуралья.

К числу основных критериев перспективности территории на нефть и газ относятся мощность и стратиграфический диапазон платформенного чехла. Для изучения платформенного чехла необходимо выяснить структурные особенности его основания, так как фундамент определяет особенности строения вышележащего комплекса осадков и распределение в его пределах различных структурно-фациальных зон, в различной степени перспективных для поисков нефтяных и газовых месторождений. Рельеф поверхности кристаллического фундамента имеет важное значение и для вопроса поиска локальных структур в палеозойских отложениях, развитие которых происходило унаследовано.

Глубина залегания поверхности кристаллического фундамента в восточной части Прикаспийской впадины колеблется от 5 до 21 км (рис 4.2.3), но в общем наблюдается довольно закономерное ее погружение от прибортовых зон к центру впадины. Тектонические нарушения разбивают поверхность фундамента на блоки, гипсометрическое положение которых различное. Блок, в пределах которого расположена территория, изучаемого лицензионного участка Каргалы, в плане имеет вид прямоугольника. По поверхности фундамента ему отвечает прогиб, восточная часть которого взброшена относительно западной. Данный блок является относительно приподнятым по отношению к структурам, расположенным западнее.

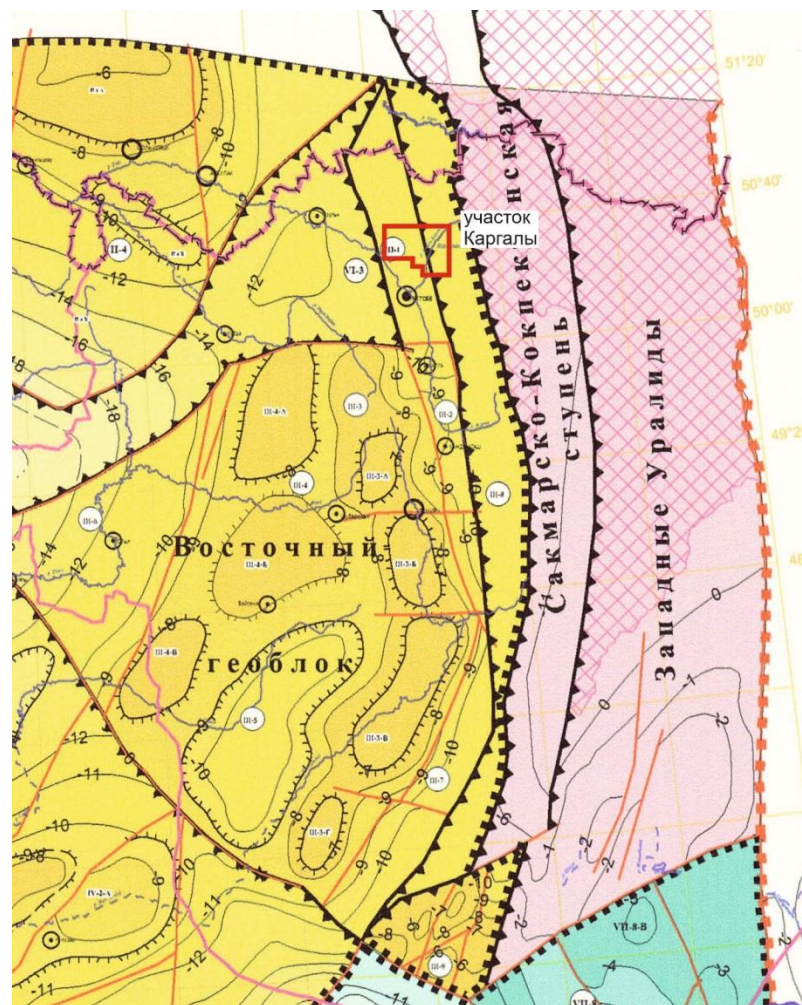


Рис. 4.2.3. – Схема рельефа поверхности докембрийского кристаллического фундамента восточной части Прикаспийской впадины.

По поверхности опорного сейсмического горизонта P_2 территория расчленена региональными разломами на серию относительно приподнятых и опущенных участков. Участок, в пределах которого расположена территория, изучаемого лицензионного блока Каргалы, характеризуется погружением поверхности горизонта P_2 в западном направлении от 5 до 7 км. (рис. 4.2.4.). Характерным для ступени является изменение углов наклона пород. Зоне разлома по фундаменту соответствует резкий флексуобразный перегиб в среднем карбоне.

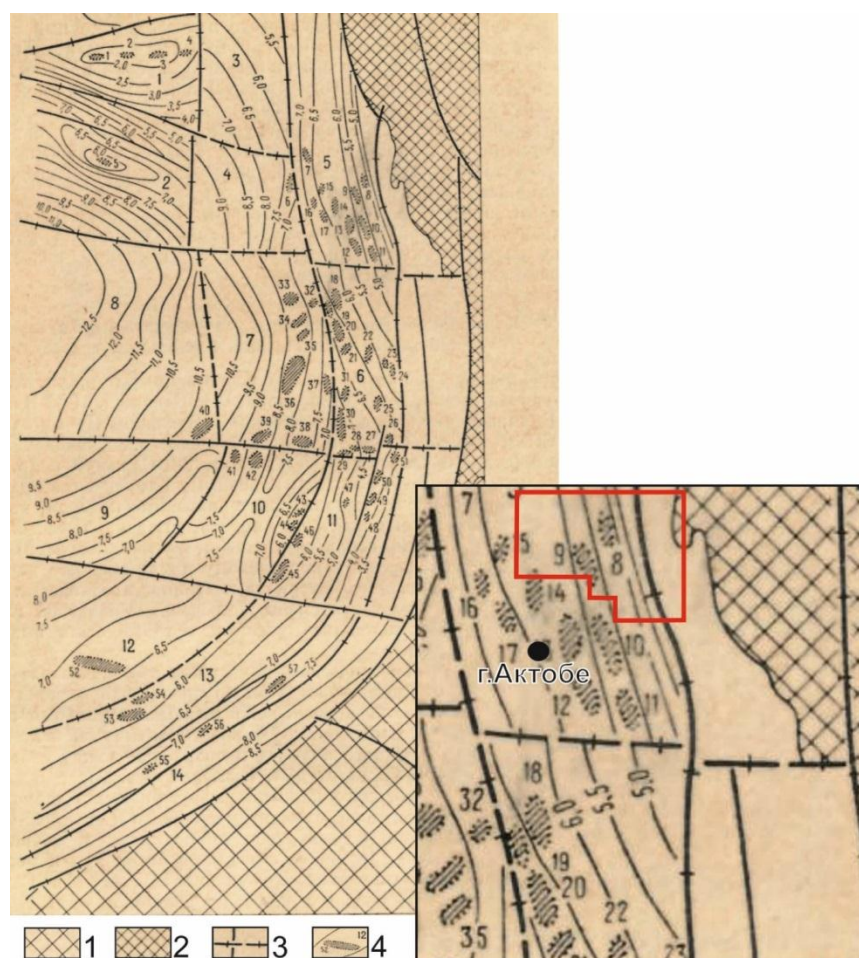


Рис. 4.2.4. – Структурная карта восточной части Прикаспийской впадины по сейсмическому горизонту Π_2 . Увеличенная схема района работ

Область развития герцинской складчатости: 1 - выведенная на дневную поверхность, 2 – под платформенным чехлом, 3 – разломы, 4 – локальные поднятия

Π_1 – поверхность подсолевых отложений. Горизонт приурочен к кровле нижнепермских ассельско-сакмарских и артинских образований. Он с различной степенью интенсивности фиксируется практически повсеместно. Поверхность подсолевых отложений на востоке Прикаспия сглажена относительно других подсолевых горизонтов. Глубина залегания поверхности горизонта Π_1 в пределах Актюбинской зоны поднятий меняется от 2 до 4,5 км, погружаясь на запад. (рис. 4.2.5.). Следует отметить и увеличение углов наклона пород в западном направлении.

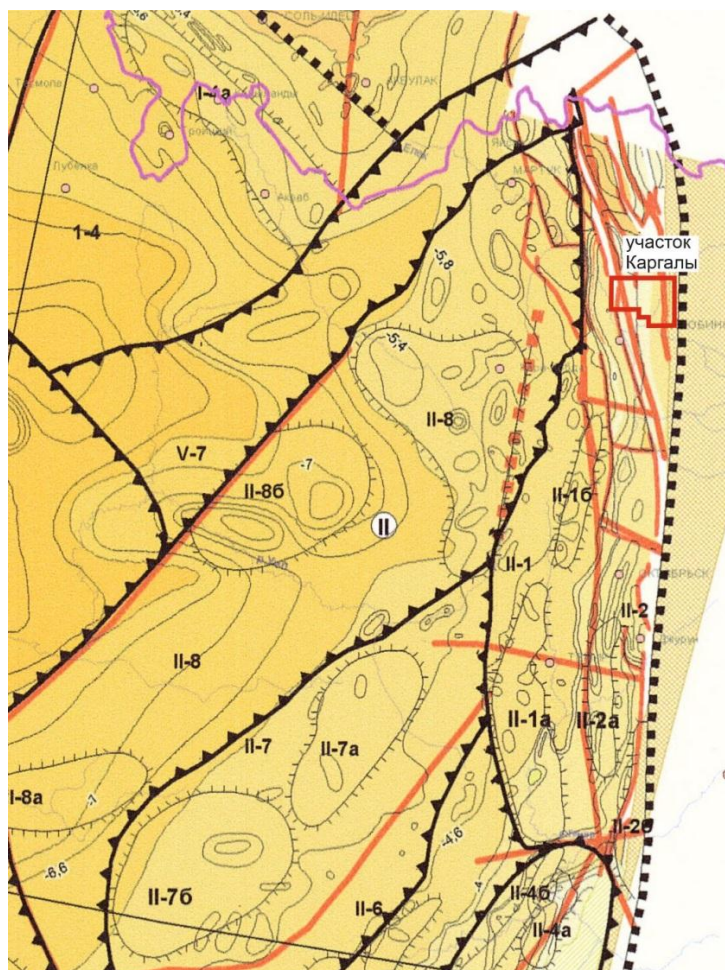


Рис. 4.2.5. – Структурная карта восточной части Прикаспийской впадины по сейсмическому горизонту P_1

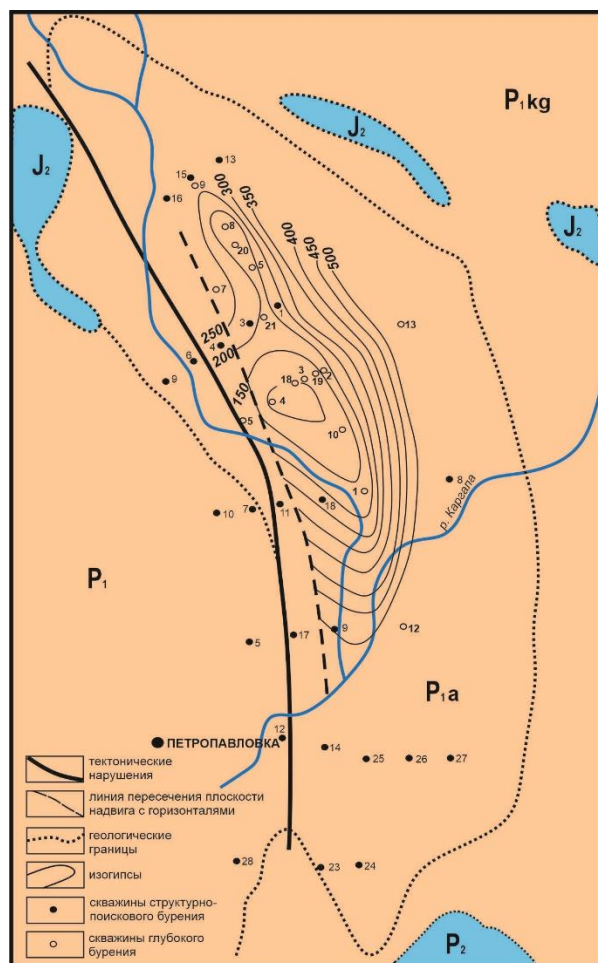
Петропавловская антиклинальная складка (рис. 4.3.2.) расположена в 35 км к северо-востоку от г. Актобе. впервые она обнаружена и кратко описана А.Л.Яншиным в 1930 году. Складка состоит из двух частей: южной с выходом на дневную поверхность в ядре кунгурских отложений, и северной, с выходом артинских отложений. По данным исследователей, южная и северная части складки представляют самостоятельные структуры. Северная часть получила название Северо-Петропавловская, где были обнаружены признаки жидкой нефти в артинских отложениях. Южно-Петропавловская часть построена более сложно, в ядре ее выходят кунгурские отложения, которые вызвали прорывы в покрывающие породы и образовали отдельные вздутия.

При комплексом изучении разрезов глубоких скважин Петропавловской складки выделены каменноугольные, сакмарские и артинские отложения.

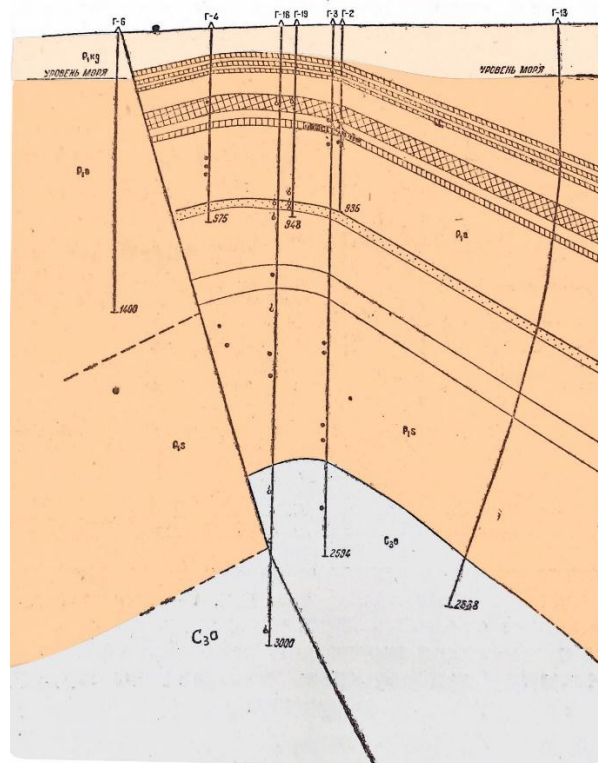
На Петропавловской складке признаки нефти выявлены в скважинах 3,4,5,11,18,19 и 20. В скважине 8 получены притоки газа: дебит нижнего горизонта до 10 000 м³/сут, верхнего – до 1000 м³/сут. Газ характерный для газонефтяных месторождений.

В скважине 18 при опробовании сакмарских горизонтов получен газ начальным дебитом 50 000 м³/сут.

В скважине 19 при опробовании горизонта (860-948 м) в артинских отложениях получен газ дебитом 4000 м³/сут. В скважине 20 получен газ из сакмарских отложений с дебитом 455 м³/сут.



а)



б)

Рис. 4.2.6. – Петропавловская складка.

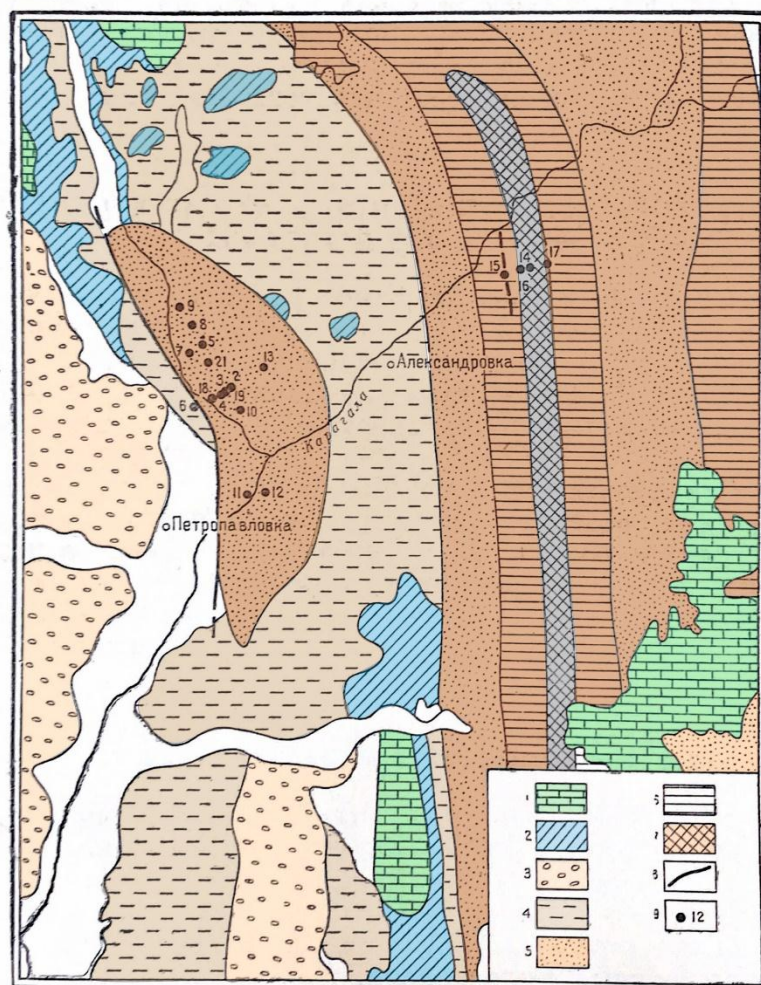
а) структурная карта по кровле артинских отложений,

б) геологический профиль вкрест простирания складки

Крайней восточной структурой Актюбинского Приуралья является Александровская складка, к югу переходящая в Белогорскую антиклиналь.

Впервые о наличии антиклинальной складки в пределах Александровской площади указано в 1931 году А.Л.Яншиным.

От восточной полосы развития нижнепалеозойских пород Горного Урала Александровская складка отделена синклиной. На западе от нее также располагается синклиналь, выполненная верхнепермскими и кунгурскими отложениями и отделяющая Белогорскую и Александровскую складки от Петропавловской (рис.4.3.7.).



ведка»). Отложения: 1—меловые, 2—юрские, 3—верхнепермские, 4—кунгурские, 5—артинские, 6—сакмарские, 7—верхнекаменноугольные; 8—тектонические нарушения; 9—скважины глубокого разведочного бурения.

Рис. 4.2.7. – Геологическая карта Петропавловской и Александровской антиклиналей.

В результате проведения структурно-поискового бурения уточнено строение свода складки, сложенного каменноугольными породами, сменяющимися на крыльях сакмарскими и артинскими отложениями нижней перми.

На Александровской складке пробурены пять глубоких скважин (14, 15, 16, 17 и 18), заложенные профилем вкрест простирания складки. Породы, вскрытые перечисленными скважинами, отнесены к верхнему карбону.

Сакмарские отложения вскрыты в скважине 15, пробуренной на западном крыле складки.

Как видно из геологического профиля, Александровская складка представляет собой асимметричную линейно-вытянутую круто поставленную складку, западное крыло которой осложнено наличием надвига с амплитудой до 1500 м. Восточное крыло складки более пологое, чем западное, угол падения на восточном крыле 45° , на западном $55-60^{\circ}$ (рис. 4.2.8.).

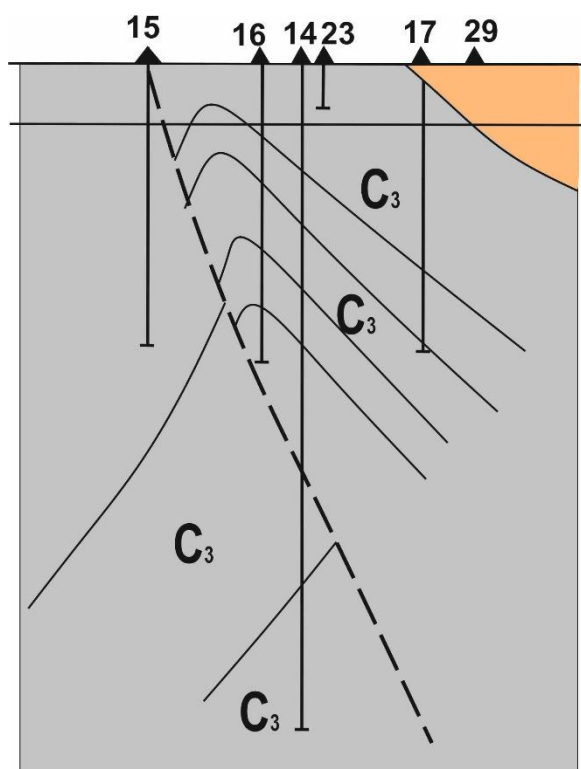


Рис.4.2.8. – Геологический профиль Александровской складки

В пределах исследуемой территории перспективные структуры выделяются по отражающим горизонтам P_2 , P_2^c , P_1 и, возможно VI.

4.3. Нефтегазоносность

В пределах Актюбинского Приуралья в отложениях мезозоя, мощность которого не превышает 350 м, газонефтепроявления отмечены лишь в единичных случаях, несмотря на многочисленность скважин, вскрывших мезозойские отложения. Обычно указанные единичные признаки связаны с наличием близлежащих тектонических нарушений уходящих в нижележащие палеозойские толщи. Таким образом, возможность обнаружения промышленных залежей нефти в мезозойских отложениях исключается.

Также весьма ограничены нефтегазопроявления в красноцветных отложениях верхней перьмы. Красноцветные отложения верхней перьмы значительной мощности вскрыты разведочными скважинами на складках Актюбинского Приуралья. Признаки нефти в данных отложениях в основном выражены в виде запаха нефти. Основное количество керн с запахом нефти приурочивается в пересечении скважиной плоскости надвига. Таким образом, в складках Актюбинского Приуралья в красноцветных отложениях верхней перьмы, кроме слабых запахов нефти в керне, явных признаков нефти не отмечено.

Нефтегазопроявления в кунгурских отложениях Актюбинского Приуралья более значительны как по вертикали, так и в площадном распространении. Однако, несмотря на значительно большее число скважин, вскрывших кунгурские отложения промышленных залежей нефти и газа в

В скважине 18 при опробовании сакмарских горизонтов получен газ начальным дебитом 50 000 м³/сут.

В скважине 19 при опробовании горизонта (860-948 м) в артинских отложениях получен газ дебитом 4000 м³/сут. В скважине 20 получен газ из сакмарских отложений с дебитом 455 м³/сут.

Крайней восточной структурой Актюбинского Приуралья является Александровская складка, к югу переходящая в Белогорскую антиклиналь.

На Александровской складке пробурены пять глубоких скважин (14, 15, 16, 17 и 18), заложенные профилем вкрест простирания складки. Породы, вскрытые перечисленными скважинами, отнесены к верхнему карбону.

Сакмарские отложения вскрыты в скважине 15, пробуренной на западном крыле складки.

Нефтегазопроявления отмечены во всех пробуренных глубоких разведочных скважинах. Наиболее интенсивными они были в скважинах 14 и 16. При испытании в скважине 16 трех объектов дебит газа при 10 мм штуцере составил порядка 200 м³ в сутки.

При испытании I объекта в скважине 14 получен газ дебитом 450 м³/сутки при 15 мм штуцере. При опробовании II объекта получен газ дебитом 3000 м³/сутки.

Таким образом, испытание скважин 14 и 16 показало, что в своде Александровской складки в верхних каменноугольных отложениях имеется залежь газа, характерная для газонефтяных месторождений.

В Актюбинском Приуралье намечается следующее распределение нефти и газа: в восточных антиклинальных складках, своды которых с поверхности сложены отложениями верхнего карбона и сакмарского яруса нижней перми, выявлены только газовые залежи. В Западных складках, гипсометрически более низких и сложенных артинскими и кунгурскими отложениями, выявлены нефтяные и газовые залежи. Отсюда вытекает, что газовые залежи приурочены к более гипсометрически высоким складкам, а нефть – к гипсометрически более низким складкам.

Как показывают анализы нефти и газа, полученные из отдельных разведочных скважин, в нефти и газе почти полностью отсутствует сера и характерен большой выход высокосортных масел. По качеству они приближены к нефти и газу Южно-Эмбинского района.

Перспективы нефтегазоносности подтверждаются историей геологического развития исследуемой территории. В Актюбинском Приуралье в течение очень продолжительного времени, от ордовика до конца нижней перми, существовали благоприятные условия для интенсивного развития процессов нефтегазообразования и возникновения многочисленных залежей нефти, газа и газоконденсата. Эти условия следующие:

1. Большое развитие сероцветных глинистых и некоторых других образований, являющихся нефтематеринскими и нефтепроизводящими.

2. Общее погружение территории с мощным осадконакоплением, скорость которого, начиная с верхнего девона и до конца нижней перми,

была значительной. Погружение компенсировалось накоплением толщи осадков мощностью 8000 м.

3. Складчатость отложений, происходившая одновременно с накоплением осадков, заложившаяся в верхнем девоне и продолжавшаяся в карбоне, нижней перми и в последующее время. По мере накопления осадков и увеличения их мощности импульсы складчатости становились все более интенсивными, возникали многочисленные складки со значительными амплитудами. На положительных структурах образовались многочисленные ловушки для нефти и газа разных типов (сводового, массивного, литологического выклинивания и стратиграфических перерывов на крыльях и периклиналях поднятий). В продолжительные этапы роста складок столь же многократно создавались и благоприятные условия для миграции нефти из нефтематеринских пород в платы коллекторы.

4. Регионально распространенные непроницаемые покрывки для нефтегазовых залежей, представленные пачками и толщами мощностью до 200-400 м, преимущественно уплотненных глин.

5. Значительное количество горизонтов обломочных пород, обладающих средней, а в ряде случаев и более высокой емкостью межзернового порового пространства, могущих служить вместилищем для крупных скоплений нефти и газа. Хорошая проницаемость этих горизонтов обусловлена в основном трещиноватостью и местами кавернозностью пород.

Дальнейшее перспективное направление поисково-разведочных работ на контрактной территории связано с:

1. Детальным изучением строения разбуренных в сводах антиклинальных складок, а также отдельных поднятий субширотного простирания в пределах контрактной территории, которые могут являться ловушками УВС сырья.

Севернее контрактной территории Каргалы, непосредственно прилегающей к северной границе участка, трестом ГГП «Крымгеология» в 1989-1992гг. проведены «Региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в северо-западной части Актюбинского Приуралья (Джусинская, Андреевская и др. площади) (рис 4.3.2.). В рамках выполненных исследований выделен ряд локальных структур в терригенных отложениях, заключенных между кунгурским ярусом и карбонатной толщей КТ-I и расположенных по краям надвиговых пластин, с которыми связывали перспективы нефтегазоносности. (рис 4.3.3).

Учитывая непосредственную близость района, изученного сейсморазведкой к контрактной территории Каргалы, уместно прогнозировать схожее геологическое строение, и, соответственно, схожие нефтегазоперспективные зоны, приуроченные к складчатым структурам.



Рис. 4.3.2.. Топокарта с контурами контрактной территории Каргалы (белым) и границы проведения сейсморазведочных работ 1992 года (красным).

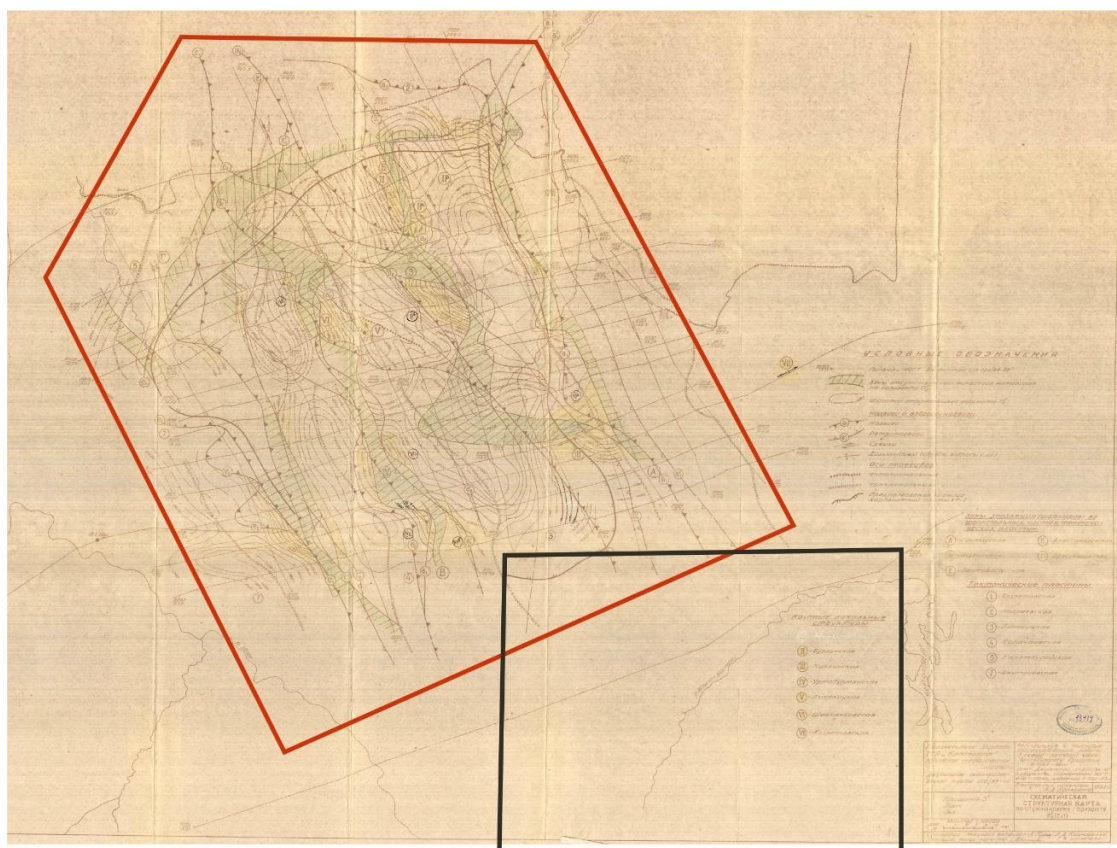


Рис. 4.3.3. Структурная карта по отражающему горизонту Π_2^c с контурами контрактной территории Каргалы (черным) и границы проведения сейсморазведочных работ 1992 года (красным).

2. На западных крыльях складчатых структур следует ожидать наличие рифов, которые также являются благоприятными для аккумуляции УВС. Подтверждением являются особенности истории геологического развития, описанные известными геологами исследователями в 1950-1960гг (Авров П.Я., Космачева Л.Г., 1963 г.).

3. Помимо нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений, которые были вскрыты скважинами в пределах участка, перспективными на обнаружение запасов УВ являются нижележащие средне- нижне-каменноугольные, предположительно карбонатные отложения, не вскрытые ни одной из скважин. Перспективность данных отложений также описывается в отчете ГПП «Крымгеология» «Региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в северо-западной части Актюбинского Приуралья (Джусинская, Андреевская и др. площади). Данными исследованиями выделена область развития карбонатного массива (карбонатной платформы или плиты), отложения которого приурочиваются к отложениям средне- и нижнего карбона (толща КТ-I). В пределах указанной карбонатной плиты выделено пять участков, представляющих локальные структуры. Здесь карбонатная толща КТ-I залегает на доступных глубинах и данный объект представляется одним из первоочередных для дальнейших исследований.

По аналогии с вышележащими отложениями, учитывая непосредственную близость района, изученного сейсморазведкой, к контрактной территории Каргалы, можно прогнозировать схожее геологическое строение, и, соответственно, наличие перспективных карбонатных средне-нижнекаменноугольных отложений в пределах исследуемой территории. (рис 4.3.3.)

Проведя исследования близлежащих территорий и учитывая единое геологическое строение района, компания недропользователь планирует в будущем обратиться в компетентный орган с просьбой расширить контрактную территорию, присоединив территорию проведения сейсморазведочных работ 1992 г, со взятием на себя необходимых обязательств по геологическому изучению разреза осадочного чехла.

На основании всего изложенного Актюбинское Приуралье следует считать территорией значительного нефтегазонакопления в мощном комплексе палеозойских отложений. Регион обладает высокими перспективами обнаружения крупных и средних по запасам многопластовых месторождений нефти и газа на имеющихся здесь положительных складках. Для более эффективной постановки поисково-разведочных работ необходимо на контрактной территории провести сейсморазведочные работы

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

В Актюбинском Приуралье в результате проведения широких гидрогеологических исследований, а также в процессе испытания скважин, получены данные о пространственном распределении подземных вод, их приуроченность к отдельным стратиграфическим горизонтам, и гидродинамических и гидрохимических условия.

Воды сакмарских отложений в восточной части Актюбинского Приуралья, где указанные отложения залегают неглубоко, промыты

атмосферными водами. Здесь распространены воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов, имеющих типичное инфильтрационное происхождение.

На площадях более западных структур, где сакмарские отложения залегают на значительной глубине, распространены воды хлормagneиевого типа. Из специальных компонентов в них содержится йод 20-247 мг/л, бром – до 20 мг/л, аммоний – 8 мг/л и т.д.

Воды артинских отложений получены при испытании различных горизонтов в скважинах Петропавловской, Жилинской, Актюбинско-Бестамакской, Подгорненской и Борлинской структур. В толще артинских отложений на указанных структурах присутствует от двух до пяти водоносных горизонтов толщиной от 3 до 25 м, разделенных друг от друга водоупорными слоями. Водоносные горизонты представлены песчаниками, алевролитами и мелкогалечными конгломератами различной степени пористыми и трещиноватыми. Общая пористость, водонасыщенность песчаников, по лабораторным данным, колеблется от 4,8 до 31,4%, в проницаемость – от нескольких до 400 миллидарси. Водопроницаемость песчаных коллекторов артинских отложений по мере движения с востока на запад улучшается.

При испытании скважин из артинских отложений были получены соленые воды и рассолы с запахом нефти, сероводорода и йода, а также наблюдалось выделение газа. Дебиты вод изменяются от сотых долей до нескольких литров в секунду.

Минерализация вод артинских отложений изменяется в целом в довольно широких пределах: от 10-12 почти до 100 г/л, а соленость – от 1,5 до 8,4⁰ Боме.

Рассмотрение анализов химического состава по каждой структуре в отдельности позволяет установить характерную особенность вод артинских отложений: вода, полученная в скважинах Петропавловской структуры, имеет меньшую минерализацию, чем вода в скважинах Актюбинско-Бестамакской площади. Следовательно, выявляется закономерность роста минерализации вод с востока на запад. Увеличение минерализации в западных частях объясняется значительным ослаблением условий водообмена в водоносных горизонтах артинского яруса в западном направлении.

Кроме того, по мере движения с востока на запад, в сторону Прикаспийской впадины, закономерно меняется не только минерализация, но и химический состав подземных вод. На востоке, где артинские отложения на сводах некоторых антиклинальных структур выходят на поверхность, а водоносные горизонты лежат выше уровня местных дрен, развиты слабоминерализованные воды сульфатно-натриевого типа. В районах погружения водоносного комплекса, в центральных зонах Актюбинского Приуралья, встречаются соленые воды преимущественно хлормagneиевого типа с минерализацией от 11-12 до 30-34 г/л. В более западных частях

Приуралья подземные воды имеют уже хлоркальциевый тип минерализации с плотным остатком 89-93 г/л.

Формирование вод сульфатно-натриевого тира шло в зоне свободного водообмена и имеет современное инфильтрационное происхождение. А хлормагниевого воды артинских отложений являются погребенно-морскими. В западных районах, а также в некоторых изолированных водоносных линзах более восточных зон хлормагниевого воды еще более метаморфизованы и концентрированы в условиях отсутствия водообмена, в результате чего образовались хлоркальциевые воды.

Таким образом, подземные воды артинских отложений в основном имеют глубинное происхождение.

Воды кунгурских отложений в Актыбинском Приуралье были получены в скважинах, пробуренных на Джусинской, Жилинской и Актыбинско-Бестамакской складках.

В более восточных районах Актыбинского Приуралья, где отложения кунгура выходят на дневную поверхность или же лежат под небольшим покровом юрских, меловых и четвертичных образований, подземные воды терригенно-карбонатного комплекса по своему образованию относятся к сульфатному типу, имеют минерализацию с плотным остатком 1,8-3,1 г/л.

По мере погружения терригенно-карбонатных гипсовых пород в западном направлении минерализация подземных вод быстро нарастает. Несмотря на различие степени минерализации в плотности под, тип минерализации на востоке и на западе остается одним и тем же – сульфатно-натриевым.

Таким образом, формирование солевого состава подземных вод как на востоке, так и на западе может быть объяснено выщелачиванием терригенно-гипсоносных пород кунгура.

Воды юрских отложений в пределах Актыбинского Приуралья довольно широко развиты в бассейне р.Елек. Подземные воды залегают как в толще континентальной, так и морской юры.

Водоносный комплекс континентальной юры представлен разнотерригенными песками и песчаниками с прослоями конгломератов и бурого угля. Воды имеют небольшую минерализацию, не выходящую за пределы питьевых норм. Лишь отдельные скважины, пробуренные в центральных частях юрских синклинальных бассейнов, вскрывают воду с минерализацией до 3 г/л и более.

В бассейне р.Елек подземные воды приурочены и к толще верхнеюрских морских отложений, литологически представленных кварцевыми, кварцево-глауконитовыми песками, известковистыми песчаниками, мергелями и известняками с прослоями песчаника и конгломератов. Подземные воды морской юры в основном пресные, с плотным остатком от 0,24, редко до 1,5 г/л.

Следует отметить, что среднеюрские воды вблизи зон тектонических нарушений гидравлически связаны с водами кунгурских горизонтов. Вблизи

зон нарушений воды средней юры становятся молеными с минерализацией до 15 г/л.

Воды неокомских отложений в Актюбинском Приуралье приурочены к песчаным образованиям готерив-барремской толщи. Этот горизонт вскрыт структурно-поисковыми скважинами, пробуренными в междуречье Уил-Елек. Подземные воды данного горизонта пресные, с минерализацией от 390 до 1100 мг/л.

В Актюбинском Приуралье в составе под готерива преобладают ионы гидрокарбонатов и щелочей, вследствие чего образуются гидрокарбонатно-натриевые воды. Это свидетельствует о том, что водоносный комплекс имеет мощный источник непрерывного поступления в воды карбонатов щелочей, из вод, идущих с Южного Урала и Мугоджар, которые обогащены щелочами, в результате выщелачивания изверженных и близких к ним по составу пород.

Воды альб-сеноманских отложений в пределах Актюбинского Приуралья широко распространены. Подземные воды приурочены к неравномерно зернистым кварцевым, кварцево-глауконитовым пескам и песчаникам с прослоями глин, галечников и конгломератов. На большей части Актюбинского Приуралья вследствие погружения отложений альб-сеномана на значительную глубину и перекрытия их мощной толщей водоупорных пород подземные воды приобретают напорный характер. Тем самым создаются гидрогеологические условия для образования артезианских бассейнов. Напорные воды приурочиваются к неравномерно зернистым белым и желтым пескам срежнего и верхнего альба. По качеству вода очень хорошая, с плотным остатком 550-630 мг/л. Содержание отдельных компонентов колеблется в пределах (мг/л): гидрокарбонаты 46-356, сульфаты 21-100, хлориды 13-72, кальций 20-78, магний 3-33 и щелочи 5-105.

В восточных районах Актюбинского Приуралья, где верхнепалеозойские отложения выходят на дневную поверхность или лежат под небольшим покровом молодых образований, в них образуются в основном пресные и слабосолоноватые воды гидрокарбонатно-кальциевой и сульфатно-кальциевой групп сульфатно-натриевого типа, с минерализацией от 0,5-1,0 до 3,0 г/л.

На запад, по мере погружения водоносных горизонтов в зависимости от их литолого-фациального состава, пористости и трещиноватости пород, наличия в них водоупорных толщ, происходит изменение минерализации типов и степени метаморфизации подземных вод. Увеличению степени гидрогеологической закрытости западных структур Актюбинского Приуралья способствует не только глубокое залегание водоносных горизонтов, но и наличие хорошо выдержанного регионального водоупора – гидрохимической толщи кунгура.

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Участок Каргалы в тектоническом отношении расположен в Актюбинском Приуралье в пределах восточного борта Прикаспийского бассейна. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие тектонически экранированных структур, в пределах которых ранее были получены нефтегазопроявления из палеозойских отложений при бурении глубоких скважин. Исследуемый участок представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каргалы предусматривается проведение геологоразведочных работ, с целью изучения геологического строения контрактной территории, поисков залежей углеводородов, установления основных литолого-стратиграфических характеристик, изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, испытания и опробования объектов в соответствии с рекомендациями ГИС, изучения физико-химических свойств пластовых флюидов.

Данным проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каргалы предусматривается:

- проведение полевых сейсморазведочных работ 2Д, 540 пог.км и обработка и интерпретация полученных сейсморазведочных данных с охватом глубины разреза до 7-8 км.
- после уточнения геологического строения по результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных работ 2Д, предусматривается бурение поисковой независимой скважины, глубиной 3000 м (+/- 250м), и зависимой скважины глубиной 4950 м (+/- 250м).

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

Объемы и методика сейсмических исследований

Полевые 2Д сейсморазведочные работы

На контрактной территории планируется проведение сейсморазведочных работ 2Д в объеме 540 пог. км (рис. 5.2.1).

В дальнейшем при составлении проекта на производство сейсморазведочных работ 2Д, с согласованными параметрами съемки 2Д, стоимость этих работ будет откорректирована.

Перед сейсморазведочными работами 2Д ставятся следующие задачи:

- 1.разведка ловушек углеводородов в палеозойских отложениях.
- 2.Составление модели изучаемых природных резервуаров;
- 4.Оценка углеводородного потенциала участка исследований;
- 5.Определение оптимальных мест заложения поисковых скважин.



Рис.5.2.1. Схема размещения проектных сейсмопрофилей 2Д

Основные геологические задачи этих работ включают: трассирование тектонических нарушений, изучение скоростной характеристики разреза, привязка данных сейсморазведки к разрезам существующих скважин на территории участка, уточнение местоположения и глубин залегания потенциальных ловушек нефти и газа в палеозойских отложениях и уточнение мест заложения проектируемых поисковых скважин.

В процессе сейсморазведочных работ в полевых условиях предусматривается организация полевой обработки с использованием самого современного обрабатывающего комплекса обработки, позволяющего оперативно оценить качество полевого материала. Этот комплекс позволит получить качественную сумму временного разреза по каждому профилю уже на следующий день после завершения отработки профиля в поле. Это позволит оперативно оценить качество полученного материала и обнаружить новые перспективные объекты. В случае, если по какому-то профилю выяснится, что по перспективному пермскому и каменноугольному комплексу вырисовывается новая ловушка, то в процессе полевых работ могут быть внесены изменения в очередность и направления проектируемых профилей с тем, чтобы точнее оконтурить такие вновь выявленные объекты. В связи с этим и направление, и длина некоторых проектных профилей могут быть впоследствии уточнены окончательно.

Полевые 2Д сейсморазведочные работы будут проводиться с использованием самой передовой и современной техники и технологии, обеспечивающей получение данных высокого качества и высокого

разрешения. Дизайн и основные параметры методики полевых сейсморазведочных работ должны быть выбраны исходя из решаемых геологических задач. Ими являются - детальное и достоверное изучение глубокозалегающего основного объекта - перспективных пермских и каменноугольных отложений. Исходя из этого, должна быть разработана оптимальная методика полевых 2Д сейсморазведочных работ на основе имеющихся данных о геологическом строении площади и анализа проведенных предыдущих сейсморазведочных работ по разным методикам и дизайнам. Проводимые полевые сейсморазведочные работы должны обеспечить получение материала высокого качества и высокой разрешенности. Только такое качество полевого материала сейсморазведки позволяет в дальнейшем, при его обработке и интерпретации, точнее построить структурные карты по перспективным горизонтам и рассчитать все необходимые сейсмические атрибуты трасс с целью прогноза наличия залежей углеводородов по современной технологии прямых поисков углеводородов. Исходя из этого, полевые сейсморазведочные работы должны быть проведены по центральной системе отстрела, с шагом ПВ – 50 метров, шагом ПП - 25 метров, с максимальной кратностью накопления суммарных трасс, длительность записи 8 сек, дискретность 2 мсек и т.д.

Методика, технология, применяемые оборудование и техника, дизайн полевых сейсморазведочных работ, тип источника возбуждения сейсмической энергии и т.д. будут окончательно определены перед проведением тендера на выполнение полевых сейсморазведочных работ МОГТ и уточнены перед проведением полевых сейсморазведочных работ во время выполнения программы опытных работ. Учитывая необходимость соблюдения требований по охране окружающей среды и техники безопасности, в качестве источника возбуждения сейсмических сигналов может быть использован вибрационный источник возбуждения в случае, если поверхность грунта позволяет получать при этом материалы высокого качества и получения одобрения от пограничных служб на использование большого объема взрывчатых веществ.

Обработка данных 2Д сейсморазведки

Стационарная обработка данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с использованием самых современных методик и технологий, обеспечивающих эффективное подавление помех различных типов, проведение достоверного скоростного анализа, оптимальной фильтрации трасс, увеличения соотношения сигнал/помехе, расширения спектров полезного сигнала, проведения процедур временной миграций до суммирования и т.д. Все новые сейсмические профили будут обработаны с восстановлением истинных значений амплитуд и с использованием передовой технологии временной миграции до суммирования и т.д. Качество результатов временной обработки данных 2Д сейсморазведки будет обеспечивать уверенное прослеживание опорных (целевых) отражающих горизонтов в пермских и каменноугольных отложениях, на основе которых

будет достоверное изучение геологического строения территории в комплексе с результатами других геологоразведочных работ. В процессе обработки будут также приняты все возможные меры для обеспечения максимальной разрешенности и наилучшей прослеживаемости отражающих горизонтов в наиболее перспективных интервалах пермского и каменноугольного отложений.

Основными задачами обработки будут являться:

- тестирование основных параметров и процедур обработки с целью выбора оптимальных параметров, процедур и графа (последовательности) обработки по технологиям стандартного графа, временной миграции до суммирования.
- включение в Граф обработки необходимых итераций коррекции статических и кинематических поправок, различные виды деконволюции и программ подавления, ослабления кратных и других всевозможных волн-помех, временную миграцию до суммирования и т.д.
- формирование единой скоростной модели среды на исследуемой территории с использованием существующих геолого-геофизических данных и результатов обработки сейсмических данных. Эта скоростная модель среды применяется для контроля качества обработки и для площадных глубинных построений.
- выполнение программ и процедур по динамической обработке данных с целью анализа атрибутов сейсмики и анализа сейсмо-фациальной характеристики пермских и каменноугольных отложений.
- надежное выделение и прослеживание отражающих горизонтов.
- достижение высокого разрешения и лучшего прослеживания отражающих горизонтов по сравнению с ранее полученными и обработанными материалами на данной площади.
- максимальное извлечение из исходных данных информации о скорости суммирования, о ее распределении по площади.
- дополнительное повышение точности, разрешения и сохранения кинематических и динамических особенностей записей пермского и каменноугольного частях разреза.
- обеспечение максимально точных изображений целевых горизонтов для дальнейших структурных построений.
- выделение на временных разрезах тектонических нарушений и разломов в пермских и каменноугольных отложениях.

Интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Интерпретация обработанных данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с применением самых современных аппаратных и программных средств, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач. Интерпретация данных 2Д сейсморазведки с данными пробуренных скважин

будет выполняться в два этапа; структурная интерпретация и динамическая интерпретация.

Структурная интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Будут выполнены следующие работы:

- получение всех результатов обработки данных 2Д сейсморазведки и данных по ранее пробуренным скважинам.
- анализ качества и полноты всех полученных данных.
- формирование проекта интерпретации на рабочей станции.
- загрузка всех геолого-геофизических данных в созданный для интерпретации проект.
- проверка достоверности загруженных данных.
- увязка данных 2Д сейсморазведки с данными ранее пробуренных скважин.
- корреляция основных отражающих горизонтов по временным разрезам.
- временные разрезы должны быть увязаны со скважинами через синтетические сейсмограммы.
- корреляция должна быть проведена по всем основным горизонтам.
- трассирование всех тектонических разрывных нарушений.
- разработка достоверной скоростной модели среды на основе данных скважин и скоростей суммирования, полученных во время обработки данных 2Д сейсморазведки.
- построение карт изохрон и структурных карт по всем коррелируемым отражающим горизонтам в масштабах 1:100 000.

Динамическая интерпретация данных 2Д сейсморазведки

В случае обнаружения на волновом поле временных разрезов сейсмических профилей МОГТ аномалий, возможно связанных с залежами УВ, будут выполнены следующие работы:

- составлены карты распределения атрибутов сейсмической записи по перспективным коллекторам в палеозойских отложениях.
- составлены карты распределения сейсмофаций.
- по возможности расчет моделей акустического импеданса.
- анализ динамических характеристик коллекторов в палеозойских отложениях и оценка их перспективности для проведения разведочного бурения.

5.3. Система расположения поисковых скважин

Настоящим проектом разведочных работ по поиску углеводородов, предусматривается бурение двух поисковых скважин: независимой, глубиной 3000 м (+/-250м) и зависимой, глубиной 4950 м (+/-250м).

Следует отметить, что местоположение проектных разведочных скважин Q1 и Q2 будет уточняться после проведения сейсморазведочных работ 2Д и их обработки и интерпретации, а также будут корректироваться проектные глубины.

Поисковая скважина Q1 – независимая, условно проектируется в наиболее приподнятой части участка исследований. Местоположение скважины будет уточнено по результатам интерпретации новых данных 2Д сейсморазведки. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа. Проектная глубина 3000м, проектный горизонт- нижняя пермь-карбон.

Поисковая скважина Q2 – зависимая, предварительно проектируется в пределах средне- ниже-каменноугольной структуры, строение которой будет уточнено в результате проведения сейсморазведочных работ. Местоположение скважины будет уточнено по результатам интерпретации новых данных 2Д сейсморазведки. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. Проектная глубина 4950м, проектный горизонт - нижний карбон.

№ скв.	Координаты	
	X	Y
Q1	50°37'15.6	57°22'58.1
Q2	50°35'04.2	57°40'56.6

5.4. Геологические условия проводки скважин

При строительстве скважин на площади Каргалы предусматривается вскрытие нижнепермских, каменноугольных и возможно девонских отложений.

Разрез палеозойских отложений представлен песчано-глинистыми терригенными отложениями. Твердость пород по 12 категорийной шкале Шрейнера А.Л. соответствует 5 (7) категориям твердости, что соответствует мягкой (2), средней (3,4), твердой (5,6), и очень твердой (7) группам.

По абразивности они классифицируются по 8 категорийной шкале Барона Л.И. от весьма малоабразивной (1 кл.) до среднеабразивной (IV кл.) и выше средней абразивности (V Кл.).

Исходя из геологического разреза скважин, пробуренных на площади, при проводке скважин могут быть следующие осложнения:

В интервале 500-2500 м - возможны значительные газопроявления, разгазирование бурового раствора.

В интервалах 4200-4950 м возможны высокие пластовые давления, ожидаются нефтегазопроявления

Таблица 5.4.1

Проектный геологический разрез скважин Q1

Система	Интервал, м		Толщина, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
P _{1ar}	0	1000	1000	Переслаивание глин, аргиллитами, песчаниками и алевролитами.

Система	Интервал, м		Толщина, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
P _{1s}	1000	2300	1300	Переслаивание глин, аргиллитами, песчаниками и алевролитами.
C ₃	2300	3000	700	Глины, глинисто-алевритистые сланцы, песчаники.

Таблица 5.4.2

Проектный геологический разрез скважин Q2

Система	Интервал, м		Толщина, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
P _{1s}	0	250	250	Переслаивание глин, аргиллитов, песчаников и алевролитов
C ₃	250	3800	3300	Глины, глинисто-алевритистые сланцы, песчаники.
C ₂	3800	4200	400	Алевролиты, аргиллиты, песчаники.
C ₁	4200	4950	750	Известняки, обломочные биогермные доломитизированные известняки и кавернозные доломиты.

Таблица 5.4.3

Ожидаемые осложнения при бурении

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст пород	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	500-2500	P _{1ar} - C ₃	Возможны значительные газопроявления, разгазирование бурового раствора	Геологические причины: повышенное пластовое давление, наличие газообразных УВ в палеозойских отложениях, свойства горных пород-осыпи, каверны.
2	4200-4950	C ₂₋₁	Возможно высокие пластовые давления, ожидаются нефтегазопроявления	Технологические причины: свойства бурового раствора несоответствующие ГТН, прихваты, поглощения

5.5. Характеристика промывочной жидкости

Таблица 5.5.1

Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин

Интервалы, м	Тип промывочн	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов
		Пло	Вязко	СНС, Па	Водо	рН	

	ой жидкости	тнос ть, кН/ м ³	сть, сек	1мин	10мин	отда ча, м ³ /3 0ми н		
1	2	3	4	5		6	7	8
0-50	Бентонитов ый	1,18	55-60	8÷10	12÷16	<10	7-8	Na ₂ CO ₃ , NaOH Бентонит, вода техническая
50-600	КСІ Полимерны й раствор	1,23	45-50	8÷10	12÷16	<8	9÷9,5	Lube 167 Na ₂ CO ₃ NaOH РАС-LV РАС-RL ХУ Вода техническая Родопол-23П
600-2000	КСІ Полимерны й раствор	1,25	45-50	8÷10	12÷16	<8	9÷9,5	
2000- 4950	КСІ Полимерны й раствор	1,32	45-50	8÷10	12÷20	<5-6	9÷9,5	

Примечание:

1. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважин.
2. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

Для повышения качества промывочной жидкости и реологических свойств, предусматривается ее химическая обработка, рецептура которой детально будет приведена в техническом проекте. Они могут быть уточнены или изменены Заказчиком в зависимости от фактических условий бурения и наличия материалов на его приготовление и обработку (без ухудшения качества бурового раствора).

Потребное количество бурового раствора и расход материалов на его приготовление, и обработку принимается по действующим нормам и регламентам.

Особое внимание необходимо уделить очистке бурового раствора, выходящего из скважины.

С начала бурения необходимо иметь на буровой запасы баритового концентрата, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и наполнителей на случай поглощения бурового раствора (в количестве по указанию Заказчика).

На основе опыта бурения поисковых скважин и требований «Единых технических правил ведения работ при строительстве нефтяных скважин» для проводки проектируемых поисковых скважин выбирается буровой раствор с параметрами, обеспечивающими безаварийное достижение их до проектных глубин. Состав промывочной жидкости должен обеспечить предотвращение осложнения ствола скважины (обвал стенок скважины, прилипания и прихваты бурильного инструмента), поглощения промывочной жидкости, водонефтегазопроявления, проникновение фильтрата и твердой

фазы бурового раствора в песчаные пласты-коллекторы и их загрязнения, а также для создания благоприятных условий для получения полной и достоверной информации ГИС, промывочная жидкость имеет простой состав, готовится на технической воде с добавлением глины и мела в качестве утяжелителя. Для обработки раствора применяются следующие химические реагенты: КССБ, КМЦ-700, графит, нефть до 10%, сульфанол, кальцинированная сода. Приготовление и обработка промывочной жидкости химреагентами осуществляется в соответствии с разработанной рецептурой.

Таким образом, общими требованиями к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение фильтратом бурового раствора пласта коллектора;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь, утяжелители (барит, мел).

5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

В соответствии с предполагаемым геологическим разрезом и учетом возможных осложнений ниже приводится конструкция скважины, которая подробно будет описана в «Техническом проекте».

Для скважины глубиной 3000 и принята следующая конструкция (таблица 5.6.1):

- Направление Ø426 мм спускается на глубину 50 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.
- Кондуктор Ø 323,9 мм спускается на глубину 600 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;
- Техколонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 2000м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Установка превентора, противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 3000 м с целью вскрытия и опробования продуктивных пластов. Высота подъема цемента – до устья.

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Таблица 5.6.1.

Сводные данные по типовой конструкции скважины, глубиной 3000 м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за	Примечание
-------------------	---------------------------------	------------------------------------	---------------------------------------	--	-------------------

				колонной, м	
1	2	3	4	5	6
1	Направление	426	Д	0-50	
2	Кондуктор	323,9	Д	0-600	-
3	Техническая колонна	244,5	Д	0-2000	-
4	Эксплуатационная	168,3	Д	0-3000	-

Для скважины глубиной 4950 м и принята следующая конструкция (табл. 5.6.2):

- Направление Ø426 мм спускается на глубину 50 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.
- Кондуктор Ø 323,9 мм спускается на глубину 600 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;
- Техколонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 2000м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Установка превентора, противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм спускается на глубину 4950 м с целью вскрытия и опробования продуктивных пластов. Высота подъема цемента – до устья.

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Таблица 5.6.2.

Сводные данные по типовой конструкции скважины, глубиной 4950 м.

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Направление	426	Д	0-50	-
2	Кондуктор	323,9	Д	0-600	-
3	Промежуточная (техническая) колонна	244,5	Д	0-2000	-
4	Эксплуатационная	177,8	Д	0-4950(±250м)	-

Окончательный выбор конструкции скважины может быть уточнен при обсуждении и подготовке технического проекта на бурение скважин.

5.7. Оборудование устья скважин

В процессе проводки скважины на палеозойские отложения для предотвращения водонефтегазопоявлений и герметизации устья скважины предусматривается установить:

на кондуктор Ø 426 мм - противовыбросовое оборудование (ОП 54-350/80-350 ТТ2);

на тех колонну Ø 244,5мм - противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см² (условия ТТ2);

после спуска эксплуатационной колонны Ø 177,8 мм на устье устанавливается фонтанная арматура АФК – 65х35.

Таблица 5.7.1 - Оборудование устья скважин

Тип (марка) противовыбросовог о оборудования	Рабочее давление, Мпа	Ожидаемое устьевое давление, Мпа	Количество о превентор ов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ОП 54-350/80-350 ТТ2	35,0	-	1	Кондуктор Ø426 мм
ОКК2-35- 168х245х324	35.0	9,0	1	Техколонна Ø 244,5 мм
ОП67-350х350				
ПУГ –Hydril-13 5/8"х5000 psi	35.0		1	
сдвоенный ППГ- 2FZ -13 5/8 х5000 psi	35.0		1 компл	
одинарный ППГ13- 5/8"х5000psi со срезающий плашками	35.0			
АФК – 65 ×35	35.0	11,5	1	Эксплуатационная Ø 177,8 мм

Примечание: Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудования составляется буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования предусматривается проведение комплекса исследовательских работ.

5.8.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Исходя из требований инструкций по проведению поисков и разведки месторождений, в Проекте предусмотрено пробурить скважины со сплошным отбором керна из продуктивных горизонтов.

Интервалы отбора образцов керна и шлама в процессе проводки скважин будут уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. В таблицах 6.7.1.1. и 6.7.1.2. даны ориентировочные интервалы отбора. После подъема керна или боковых грунтов необходимо произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтеносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Керна мыть не рекомендуется.

Таблица 5.8.1.1.
Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. Q1

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
Q1	P ₁	По газопоказаниям, в интервале глубин от 800 м до 2000м	60	по всему разрезу скважины, с глубины 600 м до проектной глубины через 5 м.
	C ₃	По газопоказаниям, в интервале глубин от 2300 м до 3000м	60	
Всего: 120м				

Таблица 5.8.1.2.
Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв. Q2

Предельные интервалы отбора керна и шлама в скв. Q2				
№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
Q2	C ₃	По газопоказаниям в интервале глубин от 600 м до 3800 м	40	по всему разрезу скважины, с глубины 600 м до проектной глубины через 5 м.
	C ₂	По газопоказаниям в интервале глубин от 3800 м до 4200м	40	
	C ₁	По газопоказаниям в интервале глубин от 4200 м до 4950	40	
Всего: 120м				

Примечание: Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ.

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в

исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обвальную породу от забойной. Шлам пакуется в специальные мешочки, которые нумеруются (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 проектируемых оценочных скважинах керновый материал должен отбираться с целью получения информации о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся исходным данным при подсчете запасов и проектировании разработки.

Распределение интервалов отбора керна по разрезу проектируемых скважин основывается на фактических данных по насыщенности разрезов скважин, пробуренных на рассматриваемом месторождении.

При бурении с отбором керна рекомендуется ограничить максимальный интервал каждого долбления длиной колонковой трубы, равной 7 м., так как увеличение интервала отбора керна ведет к уменьшению его линейного выноса, что затруднит привязку керна к ГИС и не дает достоверной информации.

Отбор керна предусматривается в проектных оценочных скважинах. Количество и конкретные интервалы отбора керна будут уточнены в каждой скважине по результатам данных промежуточного ГИС.

5.8.2. Геофизические и геохимические исследования

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования предусматривается проведение комплекса промыслово-геофизических работ (таблица 5.8.2.1).

Таблица 5.8.2.1 –Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 3000 м и 4950 м.

№№	Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м
1	Каротаж: ГК, СГК, ПС, Кавернометрия, КНК, ГГК-П, АК, БК многозондовый, МБК, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия	1: 500	50-3000 50-4950

2	Каротаж ГК, НГК, Кавернометрия; СГК, КНК; ГГК-П, АКШ, ПС, БК многозондовый, ИК, МБК, КС, МКЗ, Профилеметрия, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия	1:500 1:200	50-3000 50-4950
3	Замеры пластового давления и отборы глубинных проб (приборами RFT/MDT или аналогичными) боковой отбор керна в интервалах продуктивных пластов		50-3000 50-4950
4	Геолого-технологические исследования, газовый каротаж	1:200	50-3000 50-4950
5	ГК, АКЦ-ФКД, термометрия при ОЦК	1:500 1:200	50-3000 50-4950
6	ВСП		600-3000

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться в ходе бурения геологической службой Заказчика и подрядной Компанией.

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 нефти и газа.

Предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований в открытом стволе следующими зондами:

- Определение удельного электрического сопротивления (двойной индукционной фокусированный зонд DIFL или двухфазный индукционный каротажный зонд DPIL);
- Определение объемной плотности и фотоэлектрического фактора (зонд компенсированного Z-плотностного каротажа ZDL);
- Определение нейтронного водородосодержания (зонд компенсированного нейтронного каротажа CN);
- Получение акустических характеристик (зонд AC и ACL);
- Определение диаметра (CAL);
- Оценка качественной гамма-активности (GR);
- Определение ПС (SP);
- Определение искривления ствола скважины (DIP пластовый наклономер);
- Замер температуры (TEMP).

Оценка качества цементажа (акустический цементмер SBT) будет производиться после цементирования кондуктора и эксплуатационной колонны.

Геолог по операциям или геофизик Компании должны находиться на буровой для осуществления контроля над исследованиями и координации выбора уровней с целью проведения контрольного сейсмического сейсмокаротажа по кривым ГИС. Технологический контроль и описание образцов шлама под бинокулярным микроскопом будет регистрироваться с

первой спускоподъемной операции до забоя.

Предусматривается отбор образцов керна боковым кернаотборником CORGUN (SWC), отбор пластовых флюидов, оценка проницаемости и замер пластового давления (мультиестерный зонд FMT) и опробование в колонне выделенных по данным ГИС продуктивных горизонтов.

В проектной скважине Q1 необходимо выполнить вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП) для уточнения данных сейсморазведки, выяснения скоростных характеристик, а также для прогноза пластовых давлений с целью предотвращения аварийных ситуаций при бурении опасных зон.

Вертикальное сейсмическое профилирование — разновидность сейсморазведки, при проведении которой один из двух элементов (источник или приемник сейсмических волн) располагается на поверхности, а другой элемент помещается в пробуренную скважину. При проведении ВСП по бокам скважины, в какой-то одной плоскости, к которой принадлежит ось ствола скважины, размещаются источники сейсмических волн (вибраторы или взрывчатые вещества), а в скважине располагаются высокочувствительные приёмники сейсмических колебаний, связанные каротажным кабелем с наземной сейсмостанцией. Затем происходит серия взрывов и регистрация сейсмических волн. Оборудование, используемое при проведении вертикального сейсмического профилирования, состоит из двух основных компонентов: наземной сейсмостанции и блока скважинных приборов. Принципиально оно ничем не отличается от обычного оборудования для проведения наземной сейсморазведки, кроме одной детали: скважинные зонды существенно усложнены из-за того, что они должны выдерживать повышенную температуру и давление, существующие на проектных глубинах.

5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин

В процессе бурения проектируемых скважин основное внимание уделяется выяснению продуктивности перспективных горизонтов и получению коммерческих притоков нефти и газа. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия кольятации призабойной зоны шламом, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность. Поэтому параметры промывочной жидкости, технические средства очистки ее от выбуренных пород и шлама, предусмотренные геолого-техническим нарядом, должны строго соблюдаться и контролироваться.

Испытание пластов в процессе бурения

Возможность проведения испытаний пластов с помощью пластоиспытателей, спущенных на трубах, будет решаться геологической

службой недропользователя в процессе бурения исходя из геологических условий.

Испытание в эксплуатационной колонне

В предыдущие годы достаточно сложной оставалась проблема освоения перспективных пластов в пробуренных скважинах. Известно, что при бурении скважин на разведочных площадях с возможными нефтегазопроявлениями с целью перестраховки от выбросов в глинистые растворы в большом количестве добавлялся утяжелитель барит, что приводило к закупориванию коллекторов.

Барит не реагирует на кислотные обработки и остается в прискважинной зоне, затрудняя приток из пласта. Отсутствие эффективных методов перфорации, обеспечивающих глубокое вскрытие пласта, не позволяло интенсифицировать притоки. К настоящему времени известны многочисленные факты, когда при повторном освоении объектов с применением современных перфораторов интенсивность притока из пластов возрастает на порядок.

Освоение продуктивных горизонтов будет производиться с созданием депрессии на пласт за счет смены бурового раствора на воду с последующей аэрацией.

В таблицах 6.8.3.1, 6.8.3.2 приведены проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, которые будут уточняться специалистами после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

Таблица 5.8.3.1 - Предполагаемые интервалы опробования скважины Q1 в обсаженном стволе

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов
		в эксплуатационной колонне
Р ₁	Q1	1050-1100
		1260-1310
		1360-1410
		1710-1780
		1980-2030
		2240-2290
С ₃		2340-2390
		2510-2560
		2920-2970
Итого объектов:		9

Таблица 5.8.3.2 - Предполагаемые интервалы опробования скважины Q2 в обсаженном стволе

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов
		в эксплуатационной колонне
С ₃	Q2	1090-1120
		1180-1230
		1550-1570
		1980-2020

C ₂		2500-2550
		2670-2690
		3820-3840
		3920-3940
		4040-4140
C ₁		4250-4350
		4500-4600
Итого объектов:		11

Примечание: Интервалы опробования и количество объектов будут уточняться геологической службой недропользователя, так как глубины залегания перспективных горизонтов нет возможности уточнить.

Таблица 5.8.3.3 - Прогнозные объемы добычи углеводородов

Кол-во скв. и объектов	Объект испытания	Горизонт	Дебит нефти, т/сут	Период испытания, сутки	Плотность нефти, кг/м ³	Газовый фактор м ³ /т	Добыча нефти, тн., газа, тыс.м ³ г/к, м ³
1	2	3	4	5	6	7	8
Q1	6	P _{1a} -ar	20	540	830	230	9300 т. нефти 2200 тыс. м ³ р.г.
Q1,2	14	C	20	1260	830	230	22700 т. нефти 5252 тыс. м ³ р.г.
Q1,2	Всего – 20 объектов		32000 т. нефти, 7452 тыс. м ³ р.г.				

5.8.4. Лабораторные исследования

Образцы пород, отобранные колонковым буром, подвергаются комплексному лабораторному изучению с целью стратиграфической принадлежности, литолого-фациальных особенностей, физических свойств пород и т.д.

Для этого предусматриваются следующие исследования: определение удельного веса, пористости, проницаемости, карбонатности, гранулометрического состава, удельного электрического сопротивления горных пород, биостратиграфические анализы и петрографо-минералогические исследования.

Полный анализ флюидов и пластовой воды, отобранных в результате опробования и испытания пластов-коллекторов, определение углеводородов, содержание смол, асфальтенов, парафина, тяжелых углеводородов и химических элементов будут производиться в научно-исследовательских лабораториях, результаты должны предоставляться Заказчику в виде отчетов и заключений.

Сведения по лабораторным исследованиям керна, шлама, пластовых флюидов приводятся в таблице 5.8.4.1

Таблица 5.8.4.1 - Лабораторные исследования

№ п/п	Наименование работ	Ед.изм.	Объем работ
1	Стратиграфические исследования	Образец	5
2	Полный минералогический анализ пород	Образец	15
4	Определение гранулометрического состава	Образец	20
5	Микроскопический анализ шлифов	Проба	15
6	Определение пористости и плотности	Образец	20
7	Определение проницаемости	Образец	20
8	Определение нефтегазонасыщенности	Образец	20
9	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида или рекомбинированных проб (PVT) методом расширения постоянной массы, дифференциального разгазирования и определения условия сепарации	Проба	4
10	Анализ пластовой воды	Проба	2
11	Полный анализ газа и поверхностных проб нефти	Проба	4
ВСЕГО:			125

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, проводимый в открытом стволе и со 100-% охватом запроектированного метража бурения. Кроме того, предусмотрен отбор проб воды для определения водорастворенных солей урана и радия.

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

1. Гамма-каротаж – 3000 м (скв. Q1) и и 4950 м (скв. Q2)
2. Контрольный каротаж в объеме 10 %
3. Отбор проб воды (по 1 л) - ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

Поиски микроэлементов включают отбор проб воды при получении притока воды (объем 2 л), 1 определение микроэлементов- 2 пробы.

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

При бурении поисковых скважин необходимо попутно вести поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.)

При обработке керна необходимо обратить внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, железистых и марганцевых руд, цветных и редких металлов, строительных материалов, различных видов сырья.

В разрезе пробуренных скважин отмечаются только прослои углей небольшой толщины, не имеющие промышленного значения.

В соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и отдельных скважин, давших при опробовании воду», необходимо, в случае их ликвидации, использовать последние для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований.

7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

В процессе проводки скважин геологической службе недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопроявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого-геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково-разведочных работ является подготовка базы данных для подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по подсчету запасов данные будут основой для составления проекта пробной эксплуатации месторождения и других проектов по освоению месторождения.

Другим не менее важным направлением обработки данных бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и бурение очередных скважин.

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

- уточнение строения структурных ловушек в юрско-меловом и триасовом комплексе;
- детализация разломной тектоники;
- выявление неструктурных ловушек и оценка целесообразности проведения работ в новых ловушках.

Результатом комплексной интерпретации полученных геолого-геофизических данных должна быть общая оценка перспектив нефтегазоносности контрактной территории.

Таблица 7.1- Виды и объемы геологоразведочных работ

№№ п.п.	Виды работ	Ед. изм.	Объем работ
1.	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, обработка и интерпретация	пог.км	540
2.	Количество скважин	скв.	2
3	Объем бурения	пог.м	7950
4	Отбор керна	пог.м	240
5	Исследования ГИС	пог.м	7950
6	ВСП		3000
7.	Опробование в колонне	объект	20
8	Лабораторные исследования:	образец	125

8. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на контрактном участке Каргалы направлена на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями, предусмотренными Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утвержденными МЭ РК за №200 от 22.05.2018г (далее Правила).

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС недропользователя.

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектных глубин в скважину спускается и цементируется колонна диаметром согласно конструкции проектных скважин с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов. После испытания всех перспективных горизонтов, скважина ликвидируется как выполнившая свое назначение. Предусматривается также вариант ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны.

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса РК, ликвидация последствий недропользования производится:

- 1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных [подпунктами 2\) и 3\) пункта 4 статьи 107](#) Кодекса РК;
- 2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном [статьей 114](#) Кодекса РК.

Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

Согласно п. 6, 7 статьи 126, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море. Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством вноса 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.

Право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет недропользователь.

Ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения экспертиз проектом ликвидации недропользования.

Ликвидация последствий недропользования проводится: на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается возвратить государству.

Обязательным является ликвидация скважин, которые подлежат ликвидации по техническим или геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектами, реализуемыми в период разведки и добычи.

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг. Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Сметная стоимость ликвидации скважины

Организация работ по ликвидации скважин Q1 и Q2 на контрактном участке Каргалы, которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях, предусматривает виды работ, приведенные ниже.

Таблица 8.1

Сметная стоимость ликвидации скважины Q1, глубиной 3000м

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважины	тенге	1 862 224,9
2	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	142 800
3	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	тенге	67 894,9
4	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	59 500
5	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	тенге	36 646,3
6	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	тенге	42500
7	Экологические платежи	тенге	316 423,55
	ИТОГО	тенге	2 527 989,65
8	Прочие расходы, 6%	тенге	151 624,7
	Итого	тенге	2 679 614,35

Таблица 8.2

Сметная стоимость ликвидации скважины Q2, глубиной 4950м

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважины	тенге	3 072 671
2	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	235 620
3	Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	тенге	112 026,585
4	Технические средства, используемые для выполнения работ	тенге	98 175
5	Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель	тенге	60 466,4
6	Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель	тенге	70 125
7	Экологические платежи	тенге	522 098,85
	ИТОГО	тенге	4 171 182,835
8	Прочие расходы, 6%	тенге	250 270,97
	Итого	тенге	4 421 453,8

Затраты на рекультивацию земли

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

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

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину.

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

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

Общая стоимость ликвидационных работ

Таблица 8.3

Сводная таблица затрат на ликвидацию скважин

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	Ликвидация скважин	тенге	
3	Q1	тенге	2 679 614,35
5	Q2	тенге	4 421 453,8
	Всего		7 101 068,15
	Комиссия по технической ликвидации (2%)	тенге	142021,363
	Итого	тенге	7 243 089,5

Стоимость ликвидационных работ

В случае положительных результатов бурения скважины Q1 будет буриться зависимая скважина Q2, затраты на ликвидацию 2-х скважин составят **7 243 089,5** тенге. В случае же отрицательных результатов бурения скважины Q1 проектные решения будут пересматриваться.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Санитарно-бытовое обслуживание

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

Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

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

Противопожарные мероприятия

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

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

Обеспечение пожарной безопасности и пожаротушения возлагается на руководителя предприятия.

На разведочной площади будут предприняты все меры к:

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

Санитарные нормы и правила

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

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

- Испытание скважин.
- Консервация и ликвидация скважин.

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

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

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

Экологическая оценка воздействия на окружающую среду

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При бурении скважин отдается предпочтение буровому раствору со следующими качествами:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В скважинах выполняются следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;

- исследование продуктивности скважин методом восстановления давления и методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм по каждому вскрытому пласту;

- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

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

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

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

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

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

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

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

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

Водоснабжение и водоотведение

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

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

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

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

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

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001 г принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 0,125 $\text{м}^3/\text{сут}$.

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

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м^3

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

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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

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

Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

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

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

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

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

Планы должны согласовываться в областном территориальном управлении охраны окружающей среды. В планах предусмотрено комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создания средств

перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды, строго контроля опасных концентраций токсичных веществ на территории объекта, создание систем аварийного отключения.

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

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

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

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

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

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

Буровая установка комплектуется системой контроля воздушной среды. Порядок контроля определяется «Методическими рекомендациями по

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

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

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

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

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

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

Обслуживающий персонал будут оснащены индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.
- С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:
 - Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
 - Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на

площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

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

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

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

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

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

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

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

- строгое соблюдение технологии;

- запрещение кормления и приманки диких животных;

- запрещение браконьерства и любых видов охоты;

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

- работы по восстановлению деградированных земель.

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

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

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

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

Охрана недр

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных,

гидродинамических, термических, геохимических и др. Глубина изменения геологической среды может достигнуть несколько километров

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

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

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

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

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

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

С учётом природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду будет незначительным.

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

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

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

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

Ликвидация скважины будет выполнена в соответствии с требованиями Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденных приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г № 239. На устье скважины

устанавливается бетонная тумба с репером и металлической таблицей с нанесенными сваркой номером скважины, названием месторождения, наименованием владельца скважины и датой ее ликвидации.

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

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

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

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДИ

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на контрактной территории.

- Проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 540 пог.км., с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их поисковому бурению;
- По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д бурение разведочных скважин **Q1** и **Q1** с общим метражом 7950м;

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисковых скважин на прилегающих площадях и на контрактной территории.

Продолжительность бурения проектных скважин на палеозойский комплекс (**Q1**, **Q2**), с проектными глубинами 3000 и 4950 м, соответственно составляет 1260 суток:

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины **Q1**, проектной глубиной 3000м (+250м), составит 930 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 10 суток;
- бурение и крепление скважины – 110 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 810 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток);

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины **Q2** проектной глубиной 4950м (+250м), составит 1140 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 20 суток;
- бурение и крепление скважины – 130 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 990 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток).

Календарный план бурения поисковых скважин приведен в таблице 10.1

Таблица 10.1 -Календарный план бурения проектных скважин

№ п/п	Номер скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1.	Q1 (независимая)	3000	C ₃ P ₁	II кв. 2024	IV кв. 2026
2.	Q2 (зависимая)	4950	C ₁	II кв. 2025	IV кв. 2027

Таблица 10.2-Календарный план работ на период разведочных работ по поиску углеводородов

№№ п/п	Виды проектных работ	Период проведения работ
1	Полевые сейсморазведочные работы	2023-2024 гг.
2	Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ 2Д МОГТ. Увязка сейсмических данных разных лет и другие работы.	2024
3	Разработка и согласование индивидуально-технических проектов на строительство разведочных скважин с глубиной 3000м(+/-250м) и 4950м (+/-250м) включая проект предОВОС.	2024
4	Бурение скважины Q1, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследование скважин	2024-2026
5	Бурение скважины Q2, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследование скважин	2025-2027
6	Переинтерпретация сейсмических материалов, с учетом полученных фактических данных по скважинам	2027
7	Обобщение данных геологоразведочных работ, подготовка и составление отчета «Оперативный подсчет запасов»	2027-2028

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

На основе запланированных настоящим проектом объемов работ и сроков их выполнения, предусматривающих проведение геологоразведочных работ, в данном разделе приведена оценка ожидаемых инвестиций в период проведения геологоразведочных работ на участке Каргалы.

Объем капитальных вложений включает в себя:

- проведение полевых сейсморазведочных работ;
- обработка и интерпретация сейсмических материалов;
- подготовка индивидуально-технических проектов на строительство

поисковых скважин

- стоимость строительства поисковых скважин;
- подготовка Оперативного подсчета запасов;
- переинтерпретация сейсмических материалов;

В затраты и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, включены научные и проектные работы (анализ керна и проб, анализ результатов бурения, все виды проектной документации и т.д.).

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на контрактном участке на период 2022-2028г.г. представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Виды, объемы и стоимость геологоразведочных работ на период 2022 -2028 гг

№ ПП	Наименование работ	Объем работ	Стоимость работ, тенге
1	Сбор и анализ геолого-геофизического материала по исследуемой территории	материалы	5 000 000
2	Проект разведки, включая ОВОС	проект	10 000 000
3	Полевые сейсморазведочные работы. Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ	540 пог км.	600 000 000
4	Технический проект на строительство скважин, включая ОВОС	проект	10 000 000
5	Бурение скважины Q1 и комплексные работы: - Газовый каротаж, отбор керна; - Геофизические исследования скважин; - Вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП); - Опробование	3000 м	1 080 000 000
6	Бурение скважины Q2 и комплексные работы: - Газовый каротаж, отбор керна; - Геофизические исследования скважин; - Опробование	4950 м	2 227 500 000
7	Составление оперативного подсчета запасов,	проект	20 000 000
8	Переинтерпретация сейсмических материалов	540 пог км.	20 000 000
ИТОГО			3 972 500 000

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Оценка ожидаемых ресурсов и запасов нефти

В результате выполнения проектируемых поисковых работ ожидается получение геологической информации о строении палеозойского комплекса отложений участка Каргалы, опираясь на которые недропользователь сможет планировать дальнейшие виды геологоразведочных работ. В пределах участка Каргалы ожидается выявление залежей углеводородов в двух нефтегазоперспективных антиклинальных структурах – Петропавловская и Александровская.

Данным проектом разведочных работ предусматривается проведение 2Д сейсморазведочных работ, 540 пог.км, по результатам которых будет проведено бурение одной независимой скважины глубиной 3000 м (+/-250м) с целью вскрытия нижнепермских и каменноугольных отложений в оптимальных условиях на одной из нефтеперспективных антиклинальных структур, при этом глубина, местоположение проектной скважины будут уточнены. Также проектом предусматривается бурение второй поисковой скважины **Q2** глубиной 4950 м (+/-250м), зависимой от результатов сейсморазведочных работ и бурения скважины **Q1** с целью вскрытия каменноугольных отложений. Вторую зависимую поисковую скважину планируется пробурить на структуре, выделенной ранее в середине прошлого века, в каменноугольных отложениях и уточненной по данным новой сейсморазведки. Таким образом, несмотря на то, что целевой горизонт второй зависимой скважины – это средний и нижний карбон, в процессе бурения, при вскрытии вышележащих отложений нижней перми и верхнего карбона, будет проведен комплекс исследований, в случае если в данных отложениях будут признаки УВ. Полученные данные будут использованы при оперативном подсчете запасов разбуренной структуры.

Для количественной оценки ресурсов углеводородного сырья нами принят объемный метод подсчета запасов нефти. Подсчетные параметры приняты по данным подсолевых месторождений восточного борта Прикаспийской впадины.

Результаты количественной оценки перспективных ресурсов углеводородов приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1. – Количественная оценка перспективных ресурсов

Структура горизонт	площадь нефтеносности, тыс, м ²	средневзвешенная нефтегазонасыщенная толщина, м	коэффициент открытой пористости, д.ед	коэффициент нефтегазонасыщенности, дел	плотность нефти, г/см ³	пересчетный коэффициент,	Геологические запасы, тыс.т, С ₃
Петроправловская Р ₁ -С ₃	30	10	0,20	0,60	0,820	0,9	26,57
Александровская С	22	15	0,20	0,70	0,820	0,9	34,20
Итого							60,66

Геологические запасы углеводородов по категории С₃ на участке Каргалы составляют 60,66 тыс.т.

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Основные показатели экономической эффективности проектируемых работ приведены в таблице 13.1. Из нее следует, что с высокой долей вероятности можно предполагать весьма успешное с коммерческой стороны проведение поисковых работ на рассматриваемой территории.

Таблица 13. 1-Основные технико-экономические показатели

№№	Показатели	Единица измерения
1	Сейсморазведочные работы, обработка и интерпретация, пог.км.	540
2	Количество проектных разведочных скважин	2 шт.
3	Проектная глубина	3000/4950 м
4	Суммарный метраж	7950 м
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины Q1	1 080 000 тыс. тенге
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины Q2	2 227 500 тыс. тенге.
7	Продолжительность проектируемых работ на	6 лет
8	Прирост ожидаемых геологических запасов, млн.т	60,66

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Площадь работ расположена в пределах Предуральского краевого прогиба, который по сегодняшний день является малоизученным геологоразведочными работами. Контрактный участок расположен в северной части прогиба.

Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 538,39 кв. км (Контракт №5091-УВС от 25.08.2022г на разведку и добычу углеводородов на участке Каргалы в Актюбинской области, заключенный между Министерством энергетики РК и ТОО «КазНефтеГазПроект»). Глубина - до кровли кристаллического фундамента.

В советское время в 1950-60 гг. в пределах участка Каргалы разведочным бурением выявлены нефтеперспективные структуры Петропавловская и Александровская. В пределах данных структур было пробурено порядка 22 разведочных скважин глубиной от 950 м до 3000 м. Почти во всех скважинах получены признаки углеводородов в процессе бурения. Пять скважин пробурены в пределах структурной складки Александровская, остальные пробурены в пределах структурной складки Петропавловская. Буровыми работами выявлено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия.

Обоснованием перспективности исследуемого участка являются: наличие антиклинальных складчатых структур, признаки наличия УВС, полученные в процессе бурения скважин в пределах контрактной территории. В результате проведенного анализа имеющихся геолого-геофизических данных выявлены перспективы обнаружения залежей нефти и газа в палеозойских отложениях,

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «КазНефтеГазПроект», который приступил к работам согласно Контракта №5090-УВС от 25.08.2022г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 25 августа 2028 года.

Проектом запланировано проведение сейсморазведочных работ 2Д, 540 пог.км, с целью уточнения геологического строения палеозойских отложений и выяснения перспектив их нефтегазоносности и бурение двух поисковых скважин: одной независимой скважины, глубиной 3000м и зависимой скважины, глубиной 4950м. В скважинах предусмотрены работы по отбору керна, шлама, проведение полного комплекса ГИС, испытание перспективных объектов, отбор и анализ проб пластовых флюидов.

Дальнейшее перспективное направление поисково-разведочных работ на контрактной территории связано с детальным изучением строения разбуренных в сводах антиклинальных складок, а также отдельных поднятий субширотного простирания в пределах контрактной территории, которые могут являться ловушками углеводородов.

На основании вышеизложенного участок Каргалы , расположенный в Актюбинском Приуралье, обладает высокими перспективами обнаружения крупных и средних по запасам многопластовых месторождений нефти и газа на имеющихся здесь антиклинальных поднятиях, что подтверждается многочисленными нефтегазопроявлениями из пробуренных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Изданная литература:

1. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»,
2. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК (Утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 г. №239).
3. Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему) (Утвержденные приказом И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018 г. №329).
4. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Алматы, 2002г.
5. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник, 1999 г.
6. Акчулаков У.А., Таскинбаев К.М. и др. Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан, Астана, 2012г.
7. Нефтяная энциклопедия Казахстана, Казахойл, 1999
8. Бакиров К.Х., Чимбулатов М.А., Яковлев А.В., Валеев Д.З. Тектоника и нефтегазоносность Актюбинского Приуралья. Труды ЗапКазНИГРИ, вып.5 М., изд-во «Недра» 1972.
9. Авров П.Я., Космачева Л.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Актюбинского Приуралья и Западного Примугоджарья. Изд-во Академии наук КазССР. Алма-Ата. 1963
10. Жолтаев Г.Ж., Булекбаев З.Е. Тектоника и нефтегазоносность бортовых зон Прикаспийской синеклизы. Изд-во «Казахстан». 1975.

Фондовые источники:

1. Кузнецова Е.Н. Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ МОГТ на площадях подсолевых структур Жанатанская, Куантайская, Александровская, расп. в Байганинском р-не Актюб. обл. КазССР. (Жанатанская с/партия 4-5/82). 1983г.
2. Узенбаева Р.Х., Ахметжанов А.Ж., Тропп Е.Б., и др. Отчет о результатах работ по проведению разведки углеводородного сырья в пределах блоков XXII-21(частично), 22(частично); XXIII-20(частично), 21(частично), 22(частично); XXIV- 20(частично), 21(частично) в Актюбинской области Республики Казахстан за 2005-2012 годы. 2015г.
3. Тропп Е.Б., Отчет о результатах работ по проведению разведки углеводородного сырья в пределах блоков XXII-21 (частично), 22 (частично), XXIII-20 (частично), 21 (частично) 22 (частично), XXIV-20 (частично), 21 (частично) Актюбинской области Республики Казахстан за 2005-2008 г.г.
4. Никитин А.Г. Опыт-методические работы по выяснению возможности прямых поисков нефти и газа в восточном борту

Прикаспийской впадины на Жанажол-Кожасай-Жанатанской группе поднятий. Отчет Прикаспийской партии о результатах опытно-методических работ м-ь 1:100 000, проведенных в 1985-1987 гг., 1987г.

5. Тропп Е.Б., Ахметжанов А.Ж., Дыбова И.В. и др. Отчет о результатах работ по проведению разведки углеводородного сырья в пределах блоков XXII-21 (частично), 22(частично), XXIII-20 (частично), 21 (частично) в Актюбинской области РК за 2005-2007 годы в 2 книгах

6. Тропп Е.Б., Ахметжанов А.Ж., Дыбова И.В. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ 2D в пределах блоков XXII-21(частично), 22 (частично), XXIII-20 (частично), 21 (частично), 22 (частично), XXIV-20(частично), 21(частично) в Актюбинской области РК за 2005-2008 годы в 3 книгах.